



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ

ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ

**ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ**

**Προσομοίωση της διείσδυσης ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο
ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας**

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

Μαχαίρας Ευάγγελος

Επιβλέπων: Μπαργιώτας Δημήτριος

Ιανουάριος 2025



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ

ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ

**ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ**

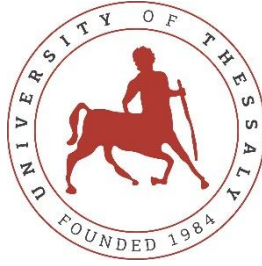
**Προσομοίωση της διείσδυσης ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο
ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας**

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

Μαχαίρας Ευάγγελος

Επιβλέπων: Μπαργιώτας Δημήτριος

Ιανουάριος 2025



UNIVERSITY OF THESSALY

SCHOOL OF ENGINEERING

DEPARTMENT OF ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING

**Simulation of electric vehicle integration into the Greek power
system**

MSc Thesis

Machairas Evangelos

Supervisor: Bargiotas Dimitrios

January 2025

Εγκρίνεται από την Επιτροπή Εξέτασης:

Επιβλέπων

Μπαργιώτας Δημήτριος

Καθηγητής, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών
Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Μέλος

Δασκαλοπούλου Ασπασία

Αναπληρώτρια Καθηγήτρια, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και
Μηχανικών Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Μέλος

Γκόνης Παναγιώτης

Επίκουρος Καθηγητής, Τμήμα Τεχνολογιών Ψηφιακής Βιομηχανίας,
Εθνικό Καποδιστριακό Πανεπιστήμιο Αθηνών

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

Μαχαίρας Ευάγγελος

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

Machairas Evangelos

Ευχαριστίες

Φτάνοντας στο τέλος των μεταπτυχιακών σπουδών μου στο Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, ολοκληρώνεται ένα ταξίδι γεμάτο προκλήσεις αλλά και πολλές ευχάριστες εμπειρίες.

Σε αυτό το σημείο, θα ήθελα να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου στον αξιότιμο καθηγητή Δημήτριο Μπαργιώτα, ο οποίος με εμπιστεύτηκε και μου ανέθεσε την παρούσα διπλωματική εργασία. Νιώθω υπόχρεος για την καθοδήγηση και την υπομονή του, καθώς μου προσέφερε πολύτιμες συμβουλές και σαφείς κατευθύνσεις για την επιτυχή ολοκλήρωσή της.

Θα ήθελα, ακόμη, να ευχαριστήσω την καθηγήτρια Δασκαλοπούλου Ασπασία και τον καθηγητή Γκόννη Παναγιώτη για την προθυμία τους να συμμετάσχουν στην τριμελή επιτροπή αξιολόγησης.

Τέλος, ευχαριστώ ιδιαίτερα την οικογένειά μου, που βρίσκεται πάντα στο πλευρό μου, στηρίζοντας με σε κάθε βήμα της ζωής μου και δίνοντάς μου την ευκαιρία να πραγματοποιήσω τα όνειρά μου σε έναν τομέα που μου παρείχε γνώσεις και προοπτικές εξέλιξης.

Προσομοίωση της διείσδυσης ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας

Μαχαίρας Ευάγγελος

Περίληψη

Η κλιματική αλλαγή έχει κινητοποιήσει τα κράτη στην υιοθέτηση μέτρων για την προστασία του περιβάλλοντος και τη μείωση των εκπομπών ρύπων. Σε αυτό το πλαίσιο, η προώθηση της ηλεκτροκίνησης αναδεικνύεται ως βασική προτεραιότητα, με αποτέλεσμα τη ραγδαία αύξηση του αριθμού των ηλεκτρικών οχημάτων στους δρόμους. Τα ηλεκτρικά οχήματα θεωρούνται μία αποτελεσματική λύση για την καταπολέμηση των περιβαλλοντικών ζητημάτων, καθώς κατά τη λειτουργία τους δεν εκπέμπουν διοξείδιο του άνθρακα. Η Ελλάδα, μέσω του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), προωθεί τη διείσδυσή τους με συγκεκριμένους στόχους, με έτος ορόσημο το 2030.

Η μαζική διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων στα κρατικά ενεργειακά συστήματα είναι ικανή να προκαλέσει σημαντικές προκλήσεις στη λειτουργία τους. Η μελέτη του ηλεκτρικού φορτίου που προκύπτει από τη φόρτιση των οχημάτων σε μαζική κλίμακα και η εφαρμογή στρατηγικών όπως η ελεγχόμενη φόρτιση και η αμφίδρομη φόρτιση (V2G) κρίνονται αναγκαίες. Οι στρατηγικές αυτές θα μετατρέψουν το φορτίο από επιβαρυντικό παράγοντα σε ωφέλιμο, συμβάλλοντας θετικά στη λειτουργία του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) μέσω της πρόσθετης αποθηκευτικής ικανότητας που μπορούν να προσφέρουν τα ηλεκτρικά οχήματα.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία θα πραγματοποιηθεί η μοντελοποίηση και προσομοίωση της διείσδυσης ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο ελληνικό ΣΗΕ, βασισόμενη στα δύο σενάρια διείσδυσης του ΕΣΕΚ για το 2030.

Αρχικά, αναπτύσσεται το θεωρητικό υπόβαθρο των ηλεκτρικών αυτοκινήτων και καταγράφονται οι τάσεις της ηλεκτροκίνησης στην Ελλάδα και παγκοσμίως. Έπειτα, δημιουργείται ένα μοντέλο εκτίμησης του ηλεκτρικού φορτίου των ηλεκτρικών αυτοκινήτων, το οποίο εξαρτάται από ορισμένους καθοριστικούς παράγοντες όπως το είδος του αυτοκινήτου, το μέγεθος της μπαταρίας του, η οδηγική συμπεριφορά του οδηγού και η στρατηγική φόρτισής του. Εκτελείται μία προσομοίωση Μόντε Κάρλο με σκοπό τον

καθορισμό ορισμένων μεταβλητών του στόλου και στη συνέχεια τα δεδομένα επεξεργάζονται με σκοπό την είσοδό τους στο λογισμικό EnergyPLAN.

Στη συνέχεια, παρουσιάζεται ο τρόπος χρήσης του λογισμικού και προσομοιώνεται το ελληνικό ΣΗΕ του 2023 ως σύστημα βάσης, χωρίς κάποια επιπλέον διείσδυση ηλεκτρικών αυτοκινήτων, με σκοπό τη σύγκριση της λειτουργίας του με πραγματικά δεδομένα. Επόμενο βήμα αποτελεί η δημιουργία των δύο σεναρίων διείσδυσης και η προσομοίωση τους. Τα αποτελέσματά τους αντιπαραβάλλονται, σε συνδυασμό με τις προβλέψεις του ΕΣΕΚ και μελετάται η επίδραση της διείσδυσης των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο ελληνικό ΣΗΕ, με στρατηγικές έξυπνης και αμφίδρομης φόρτισης, στη διαδικασία εξυπηρέτησης του αυξημένου φορτίου και εξισορρόπησης του συστήματος.

Τα αποτελέσματα επιδεικνύουν τις θετικές συνέπειες της διείσδυσής τους στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα, με αξιοσημείωτη συνεισφορά στην κάλυψη του φορτίου τις απογευματινές και βραδινές ώρες, τις οποίες τα αυτοκίνητα είναι διαθέσιμα για φόρτιση και η παραγωγή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) είναι μειωμένη. Επομένως αντί να επιβαρύνουν τη λειτουργία του συστήματος, συμβάλλουν ιδιαίτερα στην σταθεροποίησή του, αναλαμβάνοντας πρωταρχικό ρόλο στην αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, μειώνοντας τη χρήση των συμβατικών μονάδων. Το αισιόδοξο σενάριο παρουσιάζει μεγαλύτερη παροχή αποθηκευμένης ενέργειας, γεγονός που εξηγείται από την υψηλότερη διείσδυση των ηλεκτρικών αυτοκινήτων, με ελάχιστη αύξηση στο συνολικό κόστος του συστήματος.

Λέξεις-κλειδιά: αμφίδρομη φόρτιση V2G, ανεξέλεγκτη φόρτιση, ΑΠΕ, έξυπνη φόρτιση, ΕΣΕΚ, ηλεκτρικά αυτοκίνητα, ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, προσομοίωση Μόντε Κάρλο, ΣΗΕ, EnergyPLAN, BEV, PHEV

Simulation of electric vehicle integration into the Greek power system

Machairas Evangelos

Abstract

Climate change has motivated countries to adopt measures to protect the environment and reduce emissions. In this context, the promotion of electromobility is emerging as a key priority, resulting in a rapid increase in the number of electric vehicles. Electric vehicles are seen as an effective solution to environmental issues, as they do not emit carbon dioxide during operation. Greece, through the National Energy and Climate Plan (NECP), is promoting their penetration with specific targets, with a milestone year of 2030.

The mass penetration of electric vehicles in national energy systems is likely to cause significant challenges in their operation. The study of the electric load resulting from the charging of vehicles on a mass scale and the implementation of strategies such as controlled charging and vehicle to grid (V2G) are deemed necessary. These strategies will transform the load from a burden to a benefit, contributing positively to the operation of the power system through the additional storage capacity that electric vehicles can provide.

In this thesis, the modelling and simulation of the penetration of electric vehicles in the Greek power system will be carried out, based on the two penetration scenarios of the NECP for 2030.

Initially, the theoretical background of electric cars is developed and the trends of electromobility in Greece and worldwide are recorded. Then, a model for estimating the electric load of electric cars is developed, which depends on some determining factors such as the type of car, the size of its battery, the driver's driving behaviour and the charging strategy. A Monte Carlo simulation is run to determine certain fleet variables and then the data is processed in order to input it into the EnergyPLAN software.

Then, the way of using the software is presented and the Greek power system of 2023 is simulated as a baseline system, without any additional penetration of electric cars, in order to compare its operation with real data. The next step is the creation of the two penetration scenarios and their simulation. Their results are contrasted, in combination with the NECP

forecasts, and the impact of the penetration of electric cars in the Greek power system, with smart and bi-directional charging strategies, on the process of serving the increased load and balancing the system is studied.

The results highlight the positive effects of their penetration in the Greek energy system, with a notable contribution to load coverage in the afternoon and evening hours, when cars are available for charging and the production from Renewable Energy Sources is reduced. Therefore, instead of being a burden on the operation of the system, they contribute in particular to its stabilisation, taking a primary role in electricity storage, reducing the use of conventional plants. The optimistic scenario shows a higher supply of stored energy, which is explained by the higher penetration of electric cars, with a minimal increase in overall system costs.

Keywords: Vehicle to Grid (V2G), dumb charging, Renewable Energy Sources, smart charging, National Energy and Climate Plan (NECP), electric vehicles, electricity demand, power generation units, electricity production, Monte Carlo simulation, power system, EnergyPLAN, BEV, PHEV

Πίνακας περιεχομένων

Ευχαριστίες	xiii
Περίληψη.....	xv
Abstract	xvii
Πίνακας περιεχομένων	xix
Κατάλογος εικόνων	xxii
Κατάλογος Διαγραμμάτων.....	xxiv
Κατάλογος πινάκων	xxvii
Συντομογραφίες	xxix
Κεφάλαιο 1	1
Εισαγωγή.....	1
1.1 Κίνητρο εργασίας.....	1
1.2 Βιβλιογραφική ανασκόπηση	3
1.3 Οργάνωση του τόμου	7
Κεφάλαιο 2	9
Ηλεκτρικά οχήματα	9
2.1 Ιστορική αναδρομή	9
2.2 Κατηγορίες ηλεκτρικών οχημάτων	11
2.3 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα	14
2.4 Η ηλεκτροκίνηση παγκοσμίως	15
2.5 Η ηλεκτροκίνηση στην Ελλάδα	16
2.5.1 Πολιτικές στήριξης των ηλεκτρικών οχημάτων	16
2.5.2 Η αγορά ηλεκτρικών αυτοκινήτων	17
2.5.3 Σταθμοί φόρτισης	17
Κεφάλαιο 3	20
Μοντέλο εκτίμησης φορτίου ηλεκτρικών αυτοκινήτων	20

3.1 Απαραίτητα δεδομένα.....	21
3.2 Καθοριστικοί παράγοντες στη διαμόρφωση του ηλεκτρικού φορτίου των αυτοκινήτων	23
3.2.1 Ισχύς Φόρτισης.....	23
3.2.2 Μέγεθος μπαταρίας.....	26
3.2.3 Κατάσταση φόρτισης.....	26
3.2.4 Οδηγική συμπεριφορά	27
3.2.5 Ποσοστό διείσδυσης	28
3.2.6 Προτιμήσεις των οδηγών	29
3.2.7 Στρατηγική φόρτισης	30
3.3 Προσομοίωση Μόντε Κάρλο	32
3.3.1 Επιλογή μοντέλου αυτοκινήτου.....	32
3.3.2 Επιλογή επιπέδου ισχύος φόρτισης.....	34
3.4 Τελικό μοντέλο εκτίμησης φορτίου για είσοδο στο EnergyPLAN	35
3.4.1 Μεταβλητές εισόδου	35
3.4.2 Μέθοδος λειτουργίας του μοντέλου.....	38
Κεφάλαιο 4.....	41
Εισαγωγή δεδομένων στο λογισμικό EnergyPLAN.....	41
4.1 Το λογισμικό EnergyPLAN	41
4.2 Ζήτηση ενέργειας.....	44
4.3 Παραγωγή ενέργειας	49
4.3.1 Δεδομένα του ελληνικού ενεργειακού συστήματος.....	49
4.3.2 Εισαγωγή στο EnergyPLAN	55
4.4 Εξισορρόπηση του συστήματος και αποθήκευση ενέργειας	63
4.5 Κόστη του συστήματος	65
Κεφάλαιο 5.....	71
Προσομοίωση σεναρίου βάσης 2023.....	71
5.1 Επιλογή στρατηγικής προσομοίωσης.....	71
5.2 Αποτελέσματα προσομοίωσης	73
Κεφάλαιο 6.....	82
Προσομοίωση σεναρίων διείσδυσης 2030	82
6.1 Παραμετροποίηση του ΣΗΕ για το 2030.....	82

6.1.1 Δεδομένα για το ελληνικό ΣΗΕ του 2030	82
6.1.2 Εισαγωγή δεδομένων ζήτησης ενέργειας	86
6.1.3 Εισαγωγή δεδομένων παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας	87
6.1.4 Εισαγωγή δαπανών του συστήματος	89
6.2 Σταθερό σενάριο.....	91
6.2.1 Ολοκλήρωση ρυθμίσεων πριν την προσομοίωση	91
6.2.2 Αποτελέσματα προσομοίωσης.....	93
6.3 Αισιόδοξο σενάριο.....	108
6.3.1 Τελικές ρυθμίσεις πριν την προσομοίωση.....	108
6.3.2 Αποτελέσματα προσομοίωσης.....	110
Κεφάλαιο 7.....	126
Συμπεράσματα	126
7.1 Σύνοψη και συμπεράσματα.....	126
7.2 Μελλοντικές επεκτάσεις	128
Βιβλιογραφία.....	130

Κατάλογος εικόνων

Εικόνα 2.1: Γραφική απεικόνιση ηλεκτρικού οχήματος με μπαταρία	12
Εικόνα 2.2: Γραφική απεικόνιση plug-in υβριδικού οχήματος.....	12
Εικόνα 2.3: Γραφική απεικόνιση υβριδικού οχήματος.....	13
Εικόνα 2.4: Δίκτυο σταθμών φόρτισης της prg.....	19
Εικόνα 3.1: Τρόποι φόρτισης οχημάτων σύμφωνα με το πρότυπο IEC-61851-1 [26]	25
Εικόνα 4.1: Απεικόνιση του διαγράμματος ροής στο οποίο βασίζεται το EnergyPLAN....	43
Εικόνα 4.2: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.....	44
Εικόνα 4.3: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων ψύξης	45
Εικόνα 4.4: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων κατανάλωσης θέρμανσης.....	46
Εικόνα 4.5: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων κατανάλωσης καυσίμων στη βιομηχανία	47
Εικόνα 4.6: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων ζήτησης μεταφορικού τομέα.....	48
Εικόνα 4.7: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων μονάδων αφαλάτωσης	49
Εικόνα 4.8: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων των μονάδων παραγωγής θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας	57
Εικόνα 4.9: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων των υπόλοιπων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και των ΥΗΣ.....	57
Εικόνα 4.10: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων παραγωγής από ΑΠΕ.....	58
Εικόνα 4.11: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων για αποκλειστική θέρμανση	59
Εικόνα 4.12: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων κατανομής καυσίμων.....	60
Εικόνα 4.13: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων αποβλήτων	61
Εικόνα 4.14: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων των εναλλακτικών καυσίμων	61
Εικόνα 4.15: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων CO ₂	62
Εικόνα 4.16: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.....	64
Εικόνα 4.17: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων θερμικής αποθήκευσης ενέργειας	64
Εικόνα 4.18: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων αποθήκευσης καυσίμων.....	65
Εικόνα 4.19: Καρτέλα γενικών δαπανών του συστήματος.....	66
Εικόνα 4.20: Καρτέλα εισαγωγής κοστολογικών δεδομένων των μονάδων παραγωγής θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας	66
Εικόνα 4.21: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων κόστους ΑΠΕ	67
Εικόνα 4.22: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων κόστους καυσίμων.....	68

Εικόνα 4.23: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων διαφόρων δαπανών λειτουργίας και συντήρησης	68
Εικόνα 4.24: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων κόστους αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.....	69
Εικόνα 5.1: Καρτέλα επιλογής στρατηγικής προσομοίωσης.....	73
Εικόνα 5.2: Παράμετροι της οικονομικής προσομοίωσης αγοράς.....	73
Εικόνα 5.3: Πρώτο φύλλο των αποτελεσμάτων της προσομοίωσης του συστήματος βάσης	75
Εικόνα 5.4: Δεύτερο φύλλο των αποτελεσμάτων της προσομοίωσης του συστήματος βάσης	76
Εικόνα 6.1: Εισαγωγή δεδομένων ΑΠΕ του ΣΗΕ του 2030.....	88
Εικόνα 6.2: Καρτέλα εισαγωγής κοστολογικών δεδομένων των μονάδων παραγωγής θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας για το ΣΗΕ του 2030.....	90
Εικόνα 6.3: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων κόστους ΑΠΕ για το ΣΗΕ του 2030.....	90
Εικόνα 6.4: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων ζήτησης του μεταφορικού τομέα για το σταθερό σενάριο του 2030.....	91
Εικόνα 6.5: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας σταθερού σεναρίου 2030.....	92
Εικόνα 6.6: Καρτέλα εισαγωγής δαπανών ηλεκτρικών αυτοκινήτων για το σταθερό σενάριο του 2030	92
Εικόνα 6.7: Πρώτο φύλλο των αποτελεσμάτων της προσομοίωσης του σταθερού σεναρίου	94
Εικόνα 6.8: Δεύτερο φύλλο των αποτελεσμάτων της προσομοίωσης του σταθερού σεναρίου	95
Εικόνα 6.9: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων ζήτησης του μεταφορικού τομέα για το αισιόδοξο σενάριο του 2030.....	108
Εικόνα 6.10: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αισιόδοξου σεναρίου 2030	109
Εικόνα 6.11: Καρτέλα εισαγωγής δαπανών ηλεκτρικών αυτοκινήτων για το αισιόδοξο σενάριο του 2030.....	109
Εικόνα 6.12: Πρώτο φύλλο των αποτελεσμάτων της προσομοίωσης του αισιόδοξου σεναρίου.....	111
Εικόνα 6.13: Δεύτερο φύλλο των αποτελεσμάτων της προσομοίωσης του αισιόδοξου σεναρίου.....	112

Κατάλογος Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 1.1: Κατανομή εκπομπών αερίων θερμοκηπίου ανά τομέα στην ΕΕ [1]	1
Διάγραμμα 1.2: Ρύποι των μεταφορών στην Ελλάδα από το 1990 έως το 2022 [1].....	2
Διάγραμμα 2.1: Πωλήσεις ηλεκτρικών αυτοκινήτων την περίοδο 2012 έως 2024. (Πηγή ΔΠΕ)	11
Διάγραμμα 2.2: Αύξηση του αριθμού των ηλεκτρικών αυτοκινήτων και των δημοσίων σημείων φόρτισης στην Ελλάδα από το 2014 έως το 2022 (Πηγή: ΔΠΕ).....	17
Διάγραμμα 3.1: Επιπτώσεις διαφόρων ποσοστών διείσδυσης PHEV στο ΣΗΕ στις: (α) Ετήσια ζήτηση ενέργειας (β) Αιχμή ζήτησης ισχύος [24]	29
Διάγραμμα 5.1: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Ιούλιο του σεναρίου βάσης	78
Διάγραμμα 5.2: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Δεκέμβριο του σεναρίου βάσης.....	78
Διάγραμμα 5.3: Ζήτηση αερίων τον Ιούλιο του σεναρίου βάσης	79
Διάγραμμα 5.4: Ζήτηση αερίων τον Δεκέμβριο του σεναρίου βάσης.....	79
Διάγραμμα 5.5: Ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας τον Μάιο του σεναρίου βάσης.....	80
Διάγραμμα 6.1: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας τον Μάιο του σταθερού σεναρίου	99
Διάγραμμα 6.2: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Μάιο του σταθερού σεναρίου.....	99
Διάγραμμα 6.3: Ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας το Μάιο του σταθερού σεναρίου.....	99
Διάγραμμα 6.4: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας τον Δεκέμβριο του σταθερού σεναρίου ..	100
Διάγραμμα 6.5: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Δεκέμβριο του σταθερού σεναρίου	101
Διάγραμμα 6.6: Ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας τον Δεκέμβριο του σταθερού σεναρίου.	101
Διάγραμμα 6.7: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την τελευταία εβδομάδα του Δεκεμβρίου του σταθερού σεναρίου.....	101
Διάγραμμα 6.8: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την δεύτερη εβδομάδα του Ιουλίου του σταθερού σεναρίου	102
Διάγραμμα 6.9: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας την 7 ^η ημέρα του σταθερού σεναρίου.....	103
Διάγραμμα 6.10: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την 7 ^η ημέρα του σταθερού σεναρίου	103
Διάγραμμα 6.11: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας την 66 ^η ημέρα του σταθερού σεναρίου.	104
Διάγραμμα 6.12: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την 66 ^η ημέρα του σταθερού σεναρίου	104

Διάγραμμα 6.13: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την 193 ^η ημέρα του σταθερού σεναρίου	105
Διάγραμμα 6.14: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την 282 ^η ημέρα του σταθερού σεναρίου	105
Διάγραμμα 6.15: Παραγωγή τηλεθέρμανσης τον Ιανουάριο του σταθερού σεναρίου.....	106
Διάγραμμα 6.16: Ζήτηση αερίων τον Ιανουάριο του σταθερού σεναρίου	106
Διάγραμμα 6.17: Ζήτηση αερίων τον Ιούλιο του σταθερού σεναρίου	107
Διάγραμμα 6.18: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας τον Μάιο του αισιόδοξου σεναρίου.....	115
Διάγραμμα 6.19: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Μάιο του αισιόδοξου σεναρίου .	116
Διάγραμμα 6.20: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας την πρώτη εβδομάδα του Μαΐου του αισιόδοξου σεναρίου.....	116
Διάγραμμα 6.21: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την πρώτη εβδομάδα του Μαΐου του αισιόδοξου σεναρίου.....	117
Διάγραμμα 6.22: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Ιούλιο του αισιόδοξου σεναρίου	117
Διάγραμμα 6.23: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας τη δεύτερη εβδομάδα του Απριλίου του αισιόδοξου σεναρίου.....	118
Διάγραμμα 6.24: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τη δεύτερη εβδομάδα του Απριλίου του αισιόδοξου σεναρίου.....	118
Διάγραμμα 6.25: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την 101 ^η ημέρα του αισιόδοξου σεναρίου	119
Διάγραμμα 6.26: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας την τέταρτη εβδομάδα του Φεβρουαρίου του σταθερού σεναρίου.....	119
Διάγραμμα 6.27: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την τέταρτη εβδομάδα του Φεβρουαρίου του σταθερού σεναρίου.....	120
Διάγραμμα 6.28: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας την 235 ^η ημέρα του αισιόδοξου σεναρίου	120
Διάγραμμα 6.29: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την 235 ^η ημέρα του αισιόδοξου σεναρίου	121
Διάγραμμα 6.30: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας την 251 ^η ημέρα του αισιόδοξου σεναρίου	121
Διάγραμμα 6.31: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την 251 ^η ημέρα του αισιόδοξου σεναρίου	122
Διάγραμμα 6.32: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Δεκέμβριο του αισιόδοξου σεναρίου	123

Διάγραμμα 6.33: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την δεύτερη εβδομάδα του Δεκεμβρίου του αισιόδοξου σεναρίου	123
Διάγραμμα 6.34: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την τελευταία εβδομάδα του Δεκεμβρίου του αισιόδοξου σεναρίου	124

Κατάλογος πινάκων

Πίνακας 3.1: Πωλήσεις των Top 10 μοντέλων BEV για το 2022.....	21
Πίνακας 3.2: Πωλήσεις των Top 10 μοντέλων BEV για το 2023.....	21
Πίνακας 3.3: Πωλήσεις των Top 10 μοντέλων PHEV για το 2022.....	22
Πίνακας 3.4: Πωλήσεις των Top 10 μοντέλων PHEV για το 2023.....	22
Πίνακας 3.5: Βασικά χαρακτηριστικά χωρητικότητας μπαταριών των BEV και PHEV....	26
Πίνακας 3.6: Μεταβλητές εισόδου των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο μοντέλο EnergyPLAN	35
Πίνακας 4.1: Τελική κατανάλωση βασικών καυσίμων ανά τομέα το 2023 (TWh)	46
Πίνακας 4.2: Συμβατικές μονάδες παραγωγής συνδεδεμένες στο ηπειρωτικό σύστημα [38]	51
Πίνακας 4.3: Συμβατικές μονάδες παραγωγής συνδεδεμένες στο σύστημα της Κρήτης [38]	52
Πίνακας 4.4: Υδροηλεκτρικές μονάδες συνδεδεμένες στο σύστημα [38].....	53
Πίνακας 4.5: Γεωγραφική κατανομή της εγκατεστημένης ισχύος Αιολικών και Φωτοβολταϊκών πάρκων [37].....	54
Πίνακας 4.6: Γεωγραφική κατανομή της εγκατεστημένης ισχύος σταθμών Βιομάζας, μικρών ΥΗΣ και ΣΗΘΥΑ [37].....	55
Πίνακας 4.7: Υπολογισμός συντελεστή εκπομπών CO ₂ των κύριων καυσίμων.....	62
Πίνακας 5.1: Στοιχεία ΑΠΕ του συστήματος βάσης.....	77
Πίνακας 5.2: Κατανομή πρωτογενούς ενέργειας σεναρίου βάσης.....	80
Πίνακας 5.3: Ανάλυση ετήσιου κόστους του σεναρίου βάσης.....	81
Πίνακας 6.1: Πρόβλεψη κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας ανά τομέα το 2030 [2]	83
Πίνακας 6.2: Εγκατεστημένη ισχύς και παραγωγή ηλεκτρικής ανά τεχνολογία παραγωγής έως το 2030 [2]	84
Πίνακας 6.3: Αποθήκευση ενέργειας το 2030 [2]	85
Πίνακας 6.4: Παροχή πρωτογενούς ενέργειας από κάθε πηγή το 2030 [2]	85
Πίνακας 6.5: Πρόβλεψη τελικής κατανάλωσης ενέργειας το 2030 ανά τομέα και καύσιμο	85
Πίνακας 6.6: Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά τομέα και καύσιμο το 2030	86
Πίνακας 6.7: Πρόβλεψη παραγόμενης ενέργειας εναλλακτικών καυσίμων για το 2030 [2]	86

Πίνακας 6.8: Στοιχεία ΑΠΕ του σταθερού σεναρίου	96
Πίνακας 6.9: Κατανομή πρωτογενούς ενέργειας σταθερού σεναρίου	96
Πίνακας 6.10: Αποτελέσματα εφαρμογής της στρατηγικής V2G στο σταθερό σενάριο	97
Πίνακας 6.11: Ανάλυση ετήσιου κόστους σταθερού σεναρίου	107
Πίνακας 6.12: Αντιπαραβολή των στοιχείων ΑΠΕ μεταξύ του σταθερού και αισιόδοξου σεναρίου	113
Πίνακας 6.13: Αντιπαραβολή κατανομής πρωτογενούς ενέργειας μεταξύ του σταθερού και αισιόδοξου σεναρίου.....	113
Πίνακας 6.14: Αποτελέσματα εφαρμογής της στρατηγικής V2G στο αισιόδοξο σενάριο	114
Πίνακας 6.15: Ανάλυση ετήσιου κόστους αισιόδοξου σεναρίου.....	125

Συντομογραφίες

ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΔΠΑ	Δεκαετές Πλάνο Ανάπτυξης
ΔΠΕ	Διεθνές Πρακτορείο Ενέργειας
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΕΣΕΚ	Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα
ΗΠΑ	Ηνωμένες Πολιτείες της Αμερικής
κ.ά.	και άλλοι
ΜΕΚ	Μηχανή Εσωτερικής Καύσης
μμ	μετά μεσημβρίας
πμ	προ μεσημβρίας
ΠΠΕ	Περίσσεια Παραγωγής Ενέργειας
π.χ.	παραδείγματος χάρη
ΣΗΕ	Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΣΗΘ	Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού Θερμότητας
ΣΗΘΥΑ	Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης
ΥΗΣ	Υδρο Ηλεκτρικός Σταθμός
BEV	Battery Electric Vehicle
CEEP	Κρίσιμη Πλεονάζουσα Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας
EV	Electric Vehicle
km	kilometers - χιλιόμετρα
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
G2V	Grid to Vehicle
SOC	State of Charge – κατάσταση φόρτισης
V2G	Vehicle to Grid

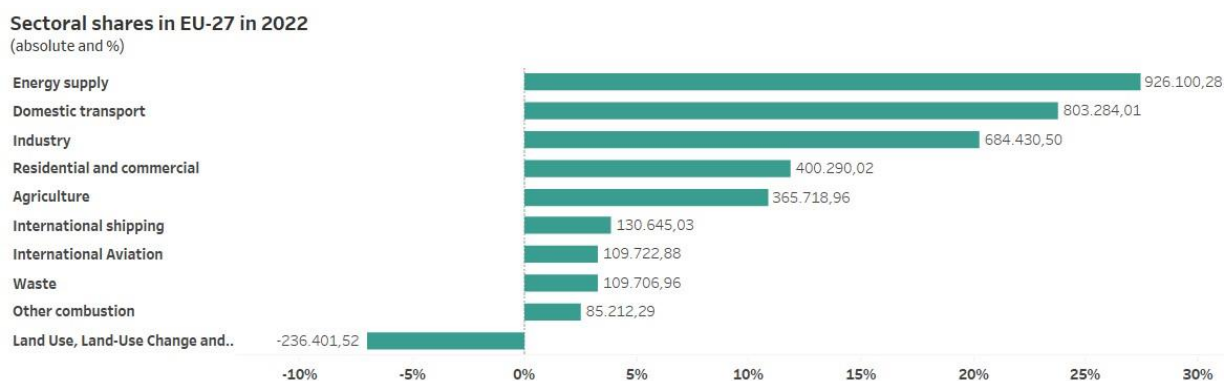
Κεφάλαιο 1

Εισαγωγή

1.1 Κίνητρο εργασίας

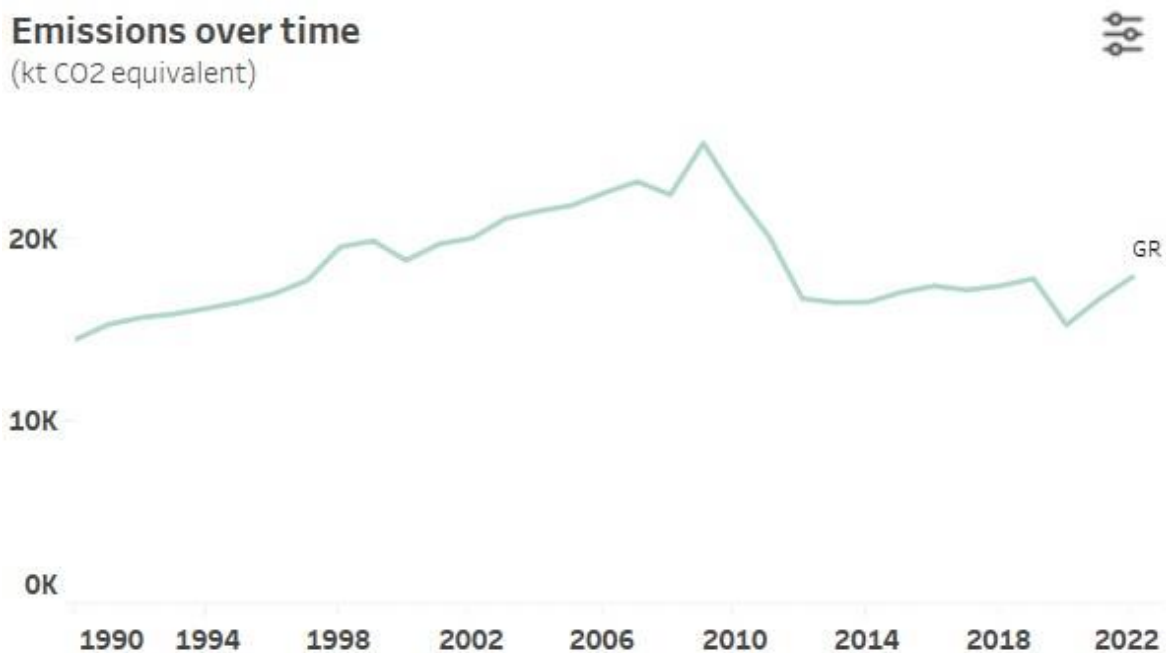
Η κλιματική αλλαγή αποτελεί έναν από τους πιο ισχυρούς προβληματισμούς της υφηλίου τα τελευταία χρόνια. Είναι γνωστό ότι ο τομέας των μεταφορών διαδραματίζει καθοριστικό ρόλο για την κοινωνία, καθώς διευκολύνει τη μετακίνηση των ανθρώπων και συμβάλλει στην οικονομική ανάπτυξη. Η διαθεσιμότητα και η αξιοποίηση ενός αποδοτικού συστήματος μεταφορών έχει σημαντική επίδραση στην ποιότητα ζωής. Ωστόσο, τα οφέλη αυτά συχνά συνοδεύονται από αρνητικές επιπτώσεις στο περιβάλλον, δημιουργώντας προκλήσεις για τη βιωσιμότητα. Τα συμβατικά οχήματα καταναλώνουν ορυκτά καύσιμα, κυρίως πετρέλαιο και τα παράγωγά του, μειώνοντας συνεχώς τα αποθέματά τους, ενώ ρυπαίνουν και την ατμόσφαιρα.

Ο τομέας των μεταφορών θεωρείται ένας από τους κύριους υπαιτίους που ευθύνονται για την κλιματική αλλαγή, λόγω των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και διοξειδίων του άνθρακα που προκαλεί. Σύμφωνα με το Ευρωπαϊκό Πρακτορείο Περιβάλλοντος, το 2022 ο τομέας μεταφορών ήταν η δεύτερη πιο ρυπογόνα πηγή με ποσοστό 23,77% των συνολικών εκπομπών στην Ευρωπαϊκή Ένωση, πίσω μόνο από την παροχή ενέργειας με ποσοστό 27,41%. Επίσης παρατηρήθηκε αύξηση των εκπομπών των μεταφορών της τάξης του 2,44% σε σύγκριση με το 2021. Οι εκπομπές αερίων ανά τομέα παρουσιάζονται αναλυτικά στο Διάγραμμα 1.1, σε απόλυτες τιμές και ποσοστά [1].



Διάγραμμα 1.1: Κατανομή εκπομπών αερίων θερμοκηπίου ανά τομέα στην ΕΕ [1]

Όσον αφορά την Ελλάδα, οι εκπομπές αερίων των εγχώριων μεταφορών το 2022 είχαν αυξηθεί κατά 23,5% συγκριτικά με το 1990 και κατά 7% συγκριτικά με το 2021 [1]. Όπως απεικονίζεται και στο Διάγραμμα 1.2, οι εκπομπές ρύπων αυξανόταν έντονα από το 1990 έως και το 2009 που είναι η υψηλότερη τιμή τους. Στη συνέχεια εξαιτίας της οικονομικής κρίσης και των περιβαλλοντικών μέτρων μειώθηκαν ραγδαία έως το 2012 και έκτοτε κινούνται σε σταθερά επίπεδα με εξαίρεση την πτώση τους κυρίως το 2020 αλλά και το 2021 εξαιτίας της πανδημίας του COVID-19 και του περιορισμού των μεταφορών που αυτή προκάλεσε.



Διάγραμμα 1.2: Ρύποι των μεταφορών στην Ελλάδα από το 1990 έως το 2022 [1]

Σύμφωνα με την αναθεωρημένη έκδοση του Εθνικού Σχεδίου Ενέργειας και Κλίματος (ΕΣΕΚ), το οποίο αποτελεί τον οδικό χάρτη για την ενεργειακή μετάβαση της Ελλάδος, η χώρα στοχεύει στην ελάττωση των ρύπων του μεταφορικού τομέα, στην προσπάθεια επίτευξης κλιματικής ουδετερότητας έως το 2050. Οι δύο πυλώνες αυτού του εγχειρήματος θα αποτελέσουν τα βιοκαύσιμα και ο ηλεκτρισμός, για τα οποία θα ληφθούν μέτρα υποστήριξης της διείσδυσής τους στις μεταφορές.

Το Εθνικό Σχέδιο, θέτει αναθεωρημένους και πιο φιλόδοξους στόχους, με σκοπό την μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα των νέων επιβατικών οχημάτων. Παράλληλα, καθορίζονται νέοι στόχοι για τα ελαφρά φορτηγά, για τις βαριές οδικές και θαλάσσιες μεταφορές, με κοινό σημείο να αποτελεί η ηλεκτροκίνηση. Με αυτόν τον τρόπο, θα πραγματοποιηθεί η σύνδεση του κλάδου της ενέργειας με αυτού των μεταφορών, ενώ

αυξάνεται η συμμετοχή των ΑΠΕ στην καταναλισκόμενη ενέργεια του μεταφορικού τομέα [2].

Τα ηλεκτρικά οχήματα θεωρούνται μία λύση για την αντιμετώπιση των περιβαλλοντικών προβλημάτων, καθώς δεν εκπέμπουν διοξείδιο του άνθρακα όσο κινούνται. Επίσης τροφοδοτούνται από ηλεκτρική ενέργεια και όχι από πετρέλαιο, μειώνοντας με αυτόν τον τρόπο την εξάρτηση από το πετρέλαιο, το οποίο είναι εισαγόμενο προϊόν στην Ελλάδα που διαθέτει περιορισμένα κοιτάσματα πετρελαίου. Παράλληλα, η λειτουργία του ηλεκτροκινητήρα είναι πολύ πιο αθόρυβη από αυτή των μηχανών εσωτερικής καύσης, επομένως η ηχορύπανση που προκαλείται είναι πολύ χαμηλότερη σε σύγκριση με τα συμβατικά οχήματα [3].

Η κλιματική αλλαγή έχει ωθήσει τα κράτη στη λήψη μέτρων για την προστασία του περιβάλλοντος. Σε αυτό το πλαίσιο, η προώθηση της ηλεκτροκίνησης αποτελεί βασική προτεραιότητα, με τον αριθμό των ηλεκτρικών οχημάτων στους δρόμους να αυξάνεται ραγδαία. Σε αυτή την αύξηση έχει συνεισφέρει σημαντικά η τεχνολογική εξέλιξη στο πεδίο της αποθήκευσης ενέργειας μέσω των συσσωρευτών, οι οποίοι αποτελούν τον ακρογωνιαίο λίθο των ηλεκτρικών οχημάτων μαζί με τον ηλεκτροκινητήρα.

Η μαζική διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων στα ενεργειακά συστήματα των κρατών θα επιφέρει ορισμένες δυσκολίες στη λειτουργία τους. Γι' αυτό είναι απαραίτητη η μελέτη του ηλεκτρικού φορτίου των οχημάτων σε μαζικό επίπεδο και η εφαρμογή στρατηγικών φόρτισης όπως η ελεγχόμενη φόρτιση και η αμφίδρομη φόρτιση V2G, οι οποίες θα μετατρέψουν το φορτίο από επιβαρυντικό παράγοντα σε ωφέλιμο προς τη λειτουργία του ΣΗΕ παρέχοντας μία πρόσθετη αποθηκευτική ικανότητα σημαντικού μεγέθους.

1.2 Βιβλιογραφική ανασκόπηση

Λόγω της ευρείας δυνατότητας εφαρμογής των ηλεκτρικών οχημάτων, υπάρχει ένα ευρύ φάσμα δημοσιευμένης βιβλιογραφίας, το οποίο αξιοποιήθηκε στην προσπάθεια συγγραφής αυτής της εργασίας. Καθώς το αντικείμενό της αποτελείται από το μοντέλο εκτίμησης του φορτίου των ηλεκτρικών οχημάτων και από τη προσομοίωση του ελληνικού ενεργειακού συστήματος με τη χρήση του EnergyPLAN, το υλικό των μελετών μπορεί να χωριστεί σε 2 υποκατηγορίες: η πρώτη πραγματεύεται την εκτίμηση του φορτίου των ηλεκτρικών αυτοκινήτων με μεθόδους όπως η προσομοίωση Μόντε Κάρλο, ενώ η δεύτερη αποτελείται

από προσομοιώσεις σε ενεργειακά συστήματα χρησιμοποιώντας το λογισμικό EnergyPLAN, στα οποία εισάγεται ένας αξιοσημείωτος αριθμός ηλεκτρικών οχημάτων.

Όσον αφορά την πρώτη υποκατηγορία, η Ediz διερευνά την επίδραση της διείσδυσης επαναφορτιζόμενων υβριδικών ηλεκτρικών αυτοκινήτων (PHEV) στο ηλεκτρικό σύστημα της Κωνσταντινούπολης. Μελετώνται οι διάφοροι παράγοντες που επηρεάζουν την καμπύλη φορτίου τους και παίρνουν τυχαίες τιμές για κάθε όχημα με τη χρήση της προσομοίωσης Μόντε Κάρλο. Συνολικά υλοποιείται η προσομοίωση για 2 σενάρια φόρτισης (ανεξέλεγκτη φόρτιση και φόρτιση τις βραδινές ώρες) και για 2 διείσδυσης των οχημάτων (10% και 50%), με τη βοήθεια χρήσιμων δεδομένων όπως οι κατανομές ημερήσιας απόστασης οδήγησης και των ωρών άφιξης στις διάφορες τοποθεσίες φόρτισης [3].

Οι Μιτρακούδης και Αλεξιάδης προσπαθούν να εκτιμήσουν το αθροιστικό φορτίο 10.000 PHEV μέσω της προσομοίωσης Μόντε Κάρλο για το ελληνικό σύστημα. Διερευνάται ο αντίκτυπος όλων των μεταβλητών (στοχαστικών και ντετερμινιστικών) που μπορούν να επηρεάσουν το φορτίο. Αναπτύσσεται ένα πολυεπίπεδο πιθανοτικό μοντέλο λαμβάνοντας υπόψη τις ακόλουθες μεταβλητές: τις κατηγορίες των ηλεκτρικών οχημάτων, τα εβδομαδιαία και εποχιακά πρότυπα οδήγησης, στρατηγικές φόρτισης, χωρητικότητες μπαταριών, κατανάλωση ανά όχημα. Η προσομοίωση καταγράφει τις ακολουθίες φόρτισης και οδήγησης κάθε οχήματος, με βήμα τα 15 λεπτά για περίοδο ενός έτους, διαμορφώνοντας με αυτόν τον τρόπο το αθροιστικό ετήσιο φορτίο. Αξιοποιήθηκαν σε μεγάλο βαθμό οι οδηγικές συνήθειες για τη δημιουργία προφίλ φόρτισης του κάθε αυτοκινήτου, λαμβάνοντας υπόψη τους παράγοντες που καθορίζουν το οδηγικό προφίλ. Θεωρήθηκαν 3 επίπεδα φόρτισης (οικιακό, στον εργασιακό χώρο και ταχεία φόρτιση σε δημόσιους χώρους), ενώ μεγάλο ρόλο για την επιλογή είδους φόρτισης διαδραμάτισε η κατανομή των ωρών αφίξεων και αναχωρήσεων στις διάφορες τοποθεσίες [4].

Οι Bibak και Tekiner-Mogulkoc ακολουθούν μία αντίστοιχη μέθοδο, χρησιμοποιώντας το Matlab, για να εξετάσει τον ρόλο των ηλεκτρικών οχημάτων και της τεχνολογίας V2G στην εξομάλυνση της αιχμής της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και στην κάλυψη της ζήτησης κατά τις ώρες χαμηλής κατανάλωσης. Διερευνώνται 5 σενάρια, στα οποία ποικίλλει η διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων από 0 έως 50%, η συμμετοχή τους σε στρατηγική V2G από 0 έως 50%, ανεξέλεγκτη και ελεγχόμενη φόρτιση, διαφορετικές τοποθεσίες (άρα και ισχύς) φόρτισης και 5 διαφορετικές χρονικές ζώνες φόρτισης. Οι χωρητικότητες των μπαταριών κυμαίνονται μεταξύ των 5 και 25 kWh, ενώ σε κάθε προσομοίωση ανατίθενται τυχαίες τιμές της κατάστασης φόρτισης του κάθε οχήματος και των ωρών άφιξης και

αναχώρησης. Τα αποτελέσματα υποδεικνύουν ότι η χειρότερες ώρες φόρτισης είναι κατά τις ώρες 4μμ με 6μμ, μετά δηλαδή την αναχώρηση από τον χώρο εργασίας, στις οποίες προκαλείται νέα αιχμή ζήτησης και το δίκτυο επηρεάζεται αρνητικά. Αντίθετα, οι βραδινές ώρες φόρτισης προσφέρουν την σταθερότερη λειτουργία του ΣΗΕ, στις οποίες το προφίλ ζήτησης γίνεται πιο επίπεδο και δεν παρουσιάζεται νέα αιχμή [5].

Οι Chen και Liao πραγματοποιούν επίσης προσομοίωση Μόντε Κάρλο χρησιμοποιώντας διάφορες κατανομές που προαναφέρθηκαν σε συνδυασμό με μία κατανομή για τις τοποθεσίες των σταθμευμένων αυτοκινήτων ανά ώρα της ημέρας, με 3 επίπεδα φόρτισης (3,3, 6,6 και 80 kW). Υλοποιούνται 50.000 επαναλήψεις για 600.000 αυτοκίνητα για το ΣΗΕ της Ταϊβάν και δημιουργούνται οι ημερήσιες καμπύλες φορτίου για τις διαφορετικές τοποθεσίες φόρτισης και τα διαφορετικά επίπεδα διείσδυσης των οχημάτων [6].

Ο Liu κ.ά. αρχικά εφαρμόζουν ένα μοντέλο πρόβλεψης των ηλεκτρικών οχημάτων στο μέλλον που βασίζεται σε εξωτερικούς παράγοντες όπως οι πολιτικές στήριξης και εσωτερικούς όπως η ποιότητα των οχημάτων. Στη συνέχεια, εφαρμόζουν τη προσομοίωση Μόντε Κάρλο για τις κατανομές της ώρας έναρξης φόρτισης και της καθημερινής απόστασης οδήγησης, με τον προβλεπόμενο αριθμό οχημάτων, τα οποία χωρίζει σε 3 κατηγορίες (λεωφορεία, ταξί και ιδιωτικής χρήσης). Θεωρείται η ισχύς φόρτισης των λεωφορείων για κανονική 80 kW, η γρήγορη φόρτιση των ταξί 32 kW, η κανονική φόρτιση των αυτοκινήτων ιδιωτικής χρήσης 6 kW και η γρήγορη 15 kW. Ως αποτέλεσμα, δημιουργούνται οι καμπύλες φορτίου της κάθε κατηγορίας οχήματος και η αθροιστική καμπύλη φορτίου όλων των οχημάτων [7].

Οι Cheng και Liu πραγματοποιούν μία αντίστοιχη προσομοίωση, η οποία προσθέτει μία επιπλέον κατηγορία οχήματος (τα κυβερνητικά οχήματα). Αφού ορίσουν τους επιδραστικούς παράγοντες, μοντελοποιούν την κάθε κατηγορία, ορίζοντας τις πιθανές ώρες φόρτισης με την αντίστοιχη πιθανότητα και ισχύ. Για παράδειγμα, για τα 1.000 λεωφορεία της μελέτης, θεωρείται ότι οπωσδήποτε θα φορτίσουν μία φορά μεταξύ των ωρών 9πμ με 4μμ, με γρήγορη φόρτιση ισχύος 90 kW και πιθανότητα 1 και οπωσδήποτε μία φορά τις βραδινές ώρες με κανονική φόρτιση 21 kW και πιθανότητα ξανά 1. Αντίθετα, για τα αυτοκίνητα ιδιωτικής χρήσης, υποθέτουν ότι θα φορτίσουν συνολικά μία φορά στη διάρκεια της μέρας, καταμερίζοντας τις πιθανότητες φόρτισης στις διάφορες πιθανές ώρες με συνολικό άθροισμα 1. Με αυτόν τον τρόπο, εξάγουν τις καμπύλες φορτίου για κάθε είδος οχήματος χωριστά και τη συνολική καμπύλη φορτίου [8].

Ο Αθανάσογλου αναπτύσσει έναν αλγόριθμο φόρτισης και εκφόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων και συγκρίνει την επίδραση του σε 2 διαφορετικά ελληνικά δίκτυα με άλλες 3

διαφορετικές στρατηγικές φόρτισης: την ανεξέλεγκτη φόρτιση που ξεκινά όταν το όχημα επιστρέφει στο σπίτι μετά την τελευταία διαδρομή, τη φόρτιση διζωνικού τιμολογίου, όπου η φόρτιση μετατίθεται σε ώρες με χαμηλότερο ενεργειακό κόστος και την ελεγχόμενη φόρτιση που στοχεύει στη μείωση του κόστους και στη βελτιστοποίηση της σταθερότητας και αξιοπιστίας του δικτύου. Στην προσπάθεια εκτίμησης του φορτίου των οχημάτων, εξετάζονται 3 σενάρια διείσδυσης ηλεκτρικών οχημάτων, 4 διαφορετικών κλάσεων και όλες οι σημαντικές παράμετροι που επηρεάζουν το φορτίο τους, με τη βοήθεια του Matlab [9].

Ακολουθούν οι μελέτες τις δεύτερης υποκατηγορίας που χρησιμοποιεί το λογισμικό EenergyPLAN. Αρχικά, ο Nunes κ.ά. προσομοιώνουν το εθνικό σύστημα της Πορτογαλίας για το 2050 με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ και ηλεκτρικών οχημάτων. Θέτουν ως έτος βάσης το 2011 και υλοποιούν 3 σενάρια διείσδυσης φωτοβολταϊκών πάρκων και 5 ηλεκτρικών οχημάτων από 0 έως 100%. Θεωρούν μέγεθος μπαταρίας ίσο με 26 kWh για τα PHEV και 53,4 kWh για τα ηλεκτρικά οχήματα με μπαταρία (BEV) και ποσοστό συμμετοχής σε στρατηγική V2G ίσο με 100%. Αξιοποιούν μία έρευνα του Εθνικού Στατιστικού Ινστιτούτου της Πορτογαλίας για τα οδηγικά χαρακτηριστικά του στόλου, ένα πολύ σημαντικό δεδομένο εισόδου, ενώ εφαρμόζει μία στρατηγική έξυπνης φόρτισης μέσω του λογισμικού. Με αυτόν τον τρόπο εξάγονται οι καμπύλες φορτίου και τα πλεονάσματα ενέργειας του ΣΗΕ που χρησιμοποιούνται για να φορτίσουν τον στόλο των οχημάτων, ενώ μελετάται η κάλυψη της ζήτησής τους σε κάθε σενάριο διείσδυσης ανανεώσιμης ενέργειας μέσω των φωτοβολταϊκών [10].

Ο Bartha κ.ά. εφαρμόζουν 3 σενάρια διείσδυσης PHEV (10.000, 100.000 και 1.000.000 οχήματα) για το σύστημα της Ρουμανίας για το 2050 με έτος βάσης το 2015, υποθέτοντας ότι το κάθε ένα θα έχει ετήσια ζήτηση ίση με 4 MWh για απόσταση 20.000 km, ισχύ σύνδεσης στο δίκτυο από 3,3 έως 120 kW και με τη χρήση του λογισμικού επιδιώκουν να καλύψουν το συνολικό φορτίο της χώρας στο οποίο έχει προστεθεί αυτό των οχημάτων για τα 3 σενάρια, με την χρήση διαφόρων μορφών και εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ [11].

Οι Lund και Kempton δημιούργησαν έναν ιδιαίτερο χρήσιμο οδηγό για το λογισμικό EnergyPLAN σε συνδυασμό με εφαρμογή στρατηγικών έξυπνης φόρτισης και V2G, καθώς περιγράφουν λεπτομερώς τον τρόπο λειτουργίας του λογισμικού σε μία τέτοια περίπτωση. Ταυτόχρονα, υιοθετώντας ως έτος βάσης το 2020 για το ΣΗΕ της Δανίας και πραγματικά δεδομένα οδήγησης του Υπουργείου Μεταφορών των ΗΠΑ, εξετάζονται 4 διαφορετικά σενάρια φόρτισης (σενάριο βάσης χωρίς ηλεκτρικά οχήματα, βραδινή φόρτιση, έξυπνης φόρτιση και V2G), των 1,9 εκατομμυρίων οχημάτων με συνολική ετήσια κατανάλωση

ενέργειας ίση με 6,33 TWh και εξάγονται τα διαφορετικά πλεονάσματα ενέργειας του συστήματος κάθε σεναρίου και οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα [12].

Τέλος, ο Gunkel κ.ά. διεξάγουν μία αντίστοιχη μελέτη για το σύστημα των Βορείων Χωρών, υλοποιώντας 4 προσομοιώσεις από το 2020 έως το 2050, αξιοποιώντας οδηγικά δεδομένα από το Υπουργείο Μεταφορών της Δανίας και αναζητούνται τα κόστη εγκατάστασης και λειτουργίας του συστήματος για τα διαφορετικά σενάρια διείσδυσης των οχημάτων σε κάθε έτος της προσομοίωσης. Παράλληλα, εξετάζονται 3 σενάρια φόρτισης: η ανεξέλεγκτη φόρτιση πλήρους ισχύος συνήθως τις απογευματινές ώρες όπου οι τιμές ενέργειας είναι υψηλότερες και επιβαρύνεται αρκετά το ΣΗΕ, η έξυπνη φόρτιση τις ώρες χαμηλής ζήτησης και τιμών σύμφωνα με σήματα της αγοράς και η αμφίδρομη φόρτιση V2G. Η τελευταία κρίθηκε ότι προσφέρει τη μεγαλύτερη ευελιξία στο σύστημα αλλά χαρακτηρίζεται ως η ακριβότερη λύση εξαιτίας του κόστους των πιο εξελιγμένων μονάδων φόρτισης και της επιπρόσθετης χρήσης των μπαταριών των οχημάτων [13].

1.3 Οργάνωση του τόμου

Στο Κεφάλαιο 2 πραγματοποιείται μία ιστορική αναδρομή της τεχνολογίας των ηλεκτρικών οχημάτων, από την εφεύρεσή της μέχρι σήμερα, ενώ αντιπαραβάλλονται οι κατηγορίες ηλεκτρικών οχημάτων. Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας και η ηλεκτροκίνηση στην Ελλάδα σήμερα, δίνοντας έμφαση στις πολιτικές στήριξης της, την αγορά των ηλεκτρικών αυτοκινήτων και στους σταθμούς φόρτισης.

Στο Κεφάλαιο 3 κατασκευάζεται το μοντέλο εκτίμησης του φορτίου των ηλεκτρικών αυτοκινήτων. Αρχικά, γίνεται μία διεξοδική ανάλυση των παραγόντων και των τρόπων που ο καθένας διαμορφώνει το φορτίο. Αυτοί οι παράγοντες σχετίζονται με τα χαρακτηριστικά του αυτοκινήτου, το οδηγικό προφίλ και τη διαδικασία της φόρτισης. Πραγματοποιείται μία προσομοίωση Μόντε Κάρλο προκειμένου να καθοριστούν οι τιμές ορισμένων τυχαίων μεταβλητών για κάθε όχημα του στόλου, όπως το μοντέλο του αυτοκινήτου και το επίπεδο φόρτισης. Τέλος, τα δεδομένα μοντελοποιούνται με σκοπό την είσοδο τους στο λογισμικό EnergyPLAN, το οποίο διαθέτει ένα μοντέλο ικανό για τη διαχείριση της διείσδυσης των ηλεκτρικών αυτοκινήτων σε ένα ΣΗΕ.

Στο Κεφάλαιο 4 αναλύεται η λειτουργία του λογισμικού EnergyPLAN και εισάγονται τα δεδομένα του σεναρίου βάσης για το ελληνικό ΣΗΕ του 2023, στις διάφορες κατηγορίες του

λογισμικού, όπως η ζήτηση, η παραγωγή και τα κόστη. Για την καλύτερη επεξήγηση αυτής της διαδικασίας προβάλλονται στιγμιότυπα από τη χρήση του λογισμικού.

Στο Κεφάλαιο 5 προσομοιώνεται το σύστημα του σεναρίου βάσης που κατασκευάστηκε στο Κεφάλαιο 4 αφού πρώτα επιλέχθηκε η κατάλληλη στρατηγική προσομοίωσης. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται με τη χρήση πινάκων και διαγραμμάτων τα οποία εξήχθησαν από το λογισμικό και συγκρίνονται με τα πραγματικά δεδομένα λειτουργίας του ΣΗΕ το 2023.

Στο Κεφάλαιο 6 πραγματοποιείται η προσομοίωση των 2 σεναρίων διείσδυσης ηλεκτρικών αυτοκινήτων του ΕΣΕΚ για το ΣΗΕ του 2030. Πρώτα κατασκευάζεται το κοινό σύστημα στο λογισμικό, αξιοποιώντας τα δεδομένα του ΕΣΕΚ για το σύστημα του 2030. Έπειτα, παραμετροποιείται για τη δημιουργία του σταθερού σεναρίου, το οποίο προσομοιώνεται και αναπτύσσονται εκτενώς τα αποτελέσματά του, τα οποία αντιπαραβάλλονται με αυτά του σεναρίου βάσης και με τις προβλέψεις του ΕΣΕΚ. Παράλληλα, εξετάζεται ο αντίκτυπος της διείσδυσης των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο ενεργειακό μίγμα παραγωγής στην διαδικασία κάλυψης του φορτίου του συστήματος. Στη συνέχεια, το σύστημα ρυθμίζεται κατάλληλα για την προσομοίωση του αισιόδοξου σεναρίου, αναλύοντας τη λειτουργία του συστήματος με πίνακες και διαγράμματα ωραίας ζήτησης και παραγωγής ενέργειας, ενώ διερευνάται η επίδραση της αυξημένης διείσδυσης ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο σύστημα.

Τέλος, στο Κεφάλαιο 7 παρουσιάζονται τα συμπεράσματα της μελέτης και οι πιθανές μελλοντικές επεκτάσεις της.

Κεφάλαιο 2

Ηλεκτρικά οχήματα

2.1 Ιστορική αναδρομή

Τα ηλεκτρικά οχήματα έχουν εισέλθει κατά κόρον στη ζωή μας τις τελευταίες δεκαετίες. Ωστόσο, η ιστορία τους ξεκινάει από τη δεκαετία του 1830, σχεδόν ταυτόχρονα με τα συμβατικά οχήματα, στην οποία έκαναν την εμφάνιση τους στους δρόμους των Ηνωμένων Πολιτειών της Αμερικής, του Ηνωμένου Βασιλείου και της Ολλανδίας. Είναι άξιο αναφοράς το γεγονός ότι στη πρώτη φάση της αυτοκίνησης, οι δύο επιλογές οχήματος ήταν εξίσου δημοφιλείς. Αυτή την εποχή, η εξέλιξη της τεχνολογίας των μπαταριών συνέβαλε ιδιαίτερα στην βελτίωση της τεχνολογίας των οχημάτων. Έτος ορόσημο αποτελεί το 1859, όταν ο Βέλγος Gaston Plante εφηύρε τις μπαταρίες μολύβδου-οξέος οι οποίες έχουν ευρεία εφαρμογή ακόμη και σήμερα, στα ηλεκτρικά οχήματα και σε όλα τα οχήματα με μηχανή εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ). Το 1901, ο Θωμάς Έντισον εφηύρε τις μπαταρίες νικελίου-σιδήρου, οι οποίες αποθηκεύουν 0% περισσότερη ενέργεια ανά κιλό από τις μολύβδου-οξέος, αλλά έχουν πολύ υψηλό κόστος παραγωγής.

Από το 1880 έως το 1900, επετεύχθη σημαντική τεχνολογική πρόοδος, πάνω στην οποία βασίζεται η τεχνολογία των ηλεκτρικών οχημάτων. Ταυτόχρονα, διάφοροι κατασκευαστές αυτοκινήτων και ιδιώτες παρήγαγαν ηλεκτρικά και υβριδικά αυτοκίνητα, με αποτέλεσμα η δημοφιλία τους να αυξηθεί. Ο Φέρντιναντ Πόρσε κατασκεύασε το πρώτο υβριδικό αυτοκίνητο σε αυτή την περίοδο [3]. Ως αποτέλεσμα, το 1900 κατείχαν ίσο μερίδιο στην αγορά με τις εναλλακτικές επιλογές, δηλαδή τα οχήματα με ΜΕΚ και τα ατμοκίνητα [9].

Το 1905 παρουσιάζεται από τον Χένρι Φορντ το Model T, ένα αυτοκίνητο που παραγόταν με μεθόδους μαζικής παραγωγής με αποτέλεσμα τη σημαντική μείωση του κόστους του σε σύγκριση με τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα. Αυτή η εξέλιξη ήταν η αρχή της σταδιακής εγκατάλειψης των ηλεκτρικών αυτοκινήτων. Μέχρι το 1935 είχαν πλέον αντικατασταθεί όλα τα ηλεκτρικά οχήματα από αυτά με ΜΕΚ.

Από εκείνο το σημείο και μετά, η αγορά στράφηκε αποκλειστικά στα βενζινοκίνητα οχήματα για διάφορους λόγους, ενώ η παραγωγή των ηλεκτρικών περιορίστηκε σε μικρή κλίμακα. Οι κύριοι λόγοι είναι οι εξής:

- Το υπεραστικό οδικό δίκτυο βελτιώθηκε σε μεγάλο βαθμό καθιστώντας αναγκαία τα αυτοκίνητα με μεγάλη αυτονομία, η οποία δεν ήταν χαρακτηριστικό των ηλεκτρικών.
- Ανακαλύφθηκαν μεγάλα αποθέματα πετρελαίου με συνέπεια το μειωμένο κόστος του καυσίμου των ΜΕΚ.
- Η εύκολη εκκίνηση των βενζινοκίνητων την οποία έκανε δυνατή ο ηλεκτρικός εκκινητής.
- Όπως προαναφέρθηκε, η δυνατότητα μαζικής παραγωγής οχημάτων ΜΕΚ από τον Χένρι Φόρντ που μείωσε τις τιμές τους και τα έκανε ένα προσιτό προϊόν σε όλο τον κόσμο [9].

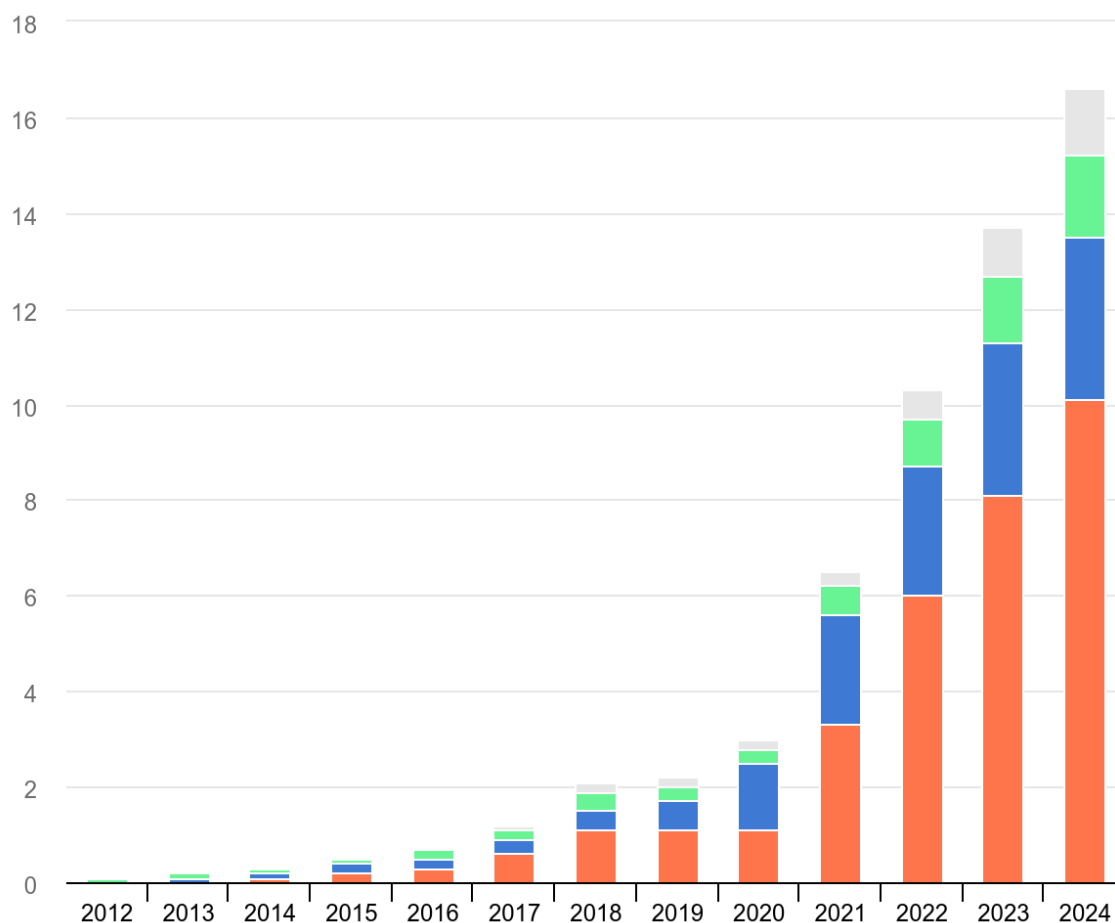
Πέρα από την τεχνολογική ανάπτυξη των ΜΕΚ, τη μείωση του κόστους τους και των καυσίμων τους, οι εταιρείες πετρελαιοπαραγωγής αποτέλεσαν έναν πολύ σημαντικό παράγοντα της εξαφάνισης των ηλεκτρικών οχημάτων. Πιο συγκεκριμένα, προσπαθούσαν με κάθε τρόπο να υπονομεύσουν την οποιαδήποτε προσπάθεια παραγωγής τους, με φόβο την απεξάρτηση από το πετρέλαιο και την μείωση των εσόδων τους. Ένα παράδειγμα είναι η δημιουργία πληθώρας διαφημίσεων της εταιρείας Mobil, που κατέκριναν τα χαρακτηριστικά των ηλεκτρικών οχημάτων.

Η εγκατάλειψη των ηλεκτρικών οχημάτων διήρκεσε μέχρι το 1960. Τότε, έγινε ορατή η ατμοσφαιρική ρύπανση που προκαλούσαν τα αυτοκίνητα κυρίως στα αστικά κέντρα. Επίσης, αποτελούσε ανάγκη η αναζήτηση επιπλέον ενεργειακών λύσεων. Έτσι πολλές εταιρείες ξεκίνησαν την προσπάθεια κατασκευής καινούριων μοντέλων, τα οποία δεν κατάφεραν να καθιερωθούν στην αγορά. Γι' αυτό το λόγο, έως και το 1990, αυτή η τεχνολογία ήταν παραγκωνισμένη.

Όλα άλλαξαν μετά το 1990, καθώς η αλματώδης αύξηση της ατμοσφαιρικής ρύπανσης, σε συνδυασμό με τη μείωση των αποθεμάτων πετρελαίου, έστρεψε το ενδιαφέρον των αυτοκινητοβιομηχανιών προς τα ηλεκτρικά οχήματα διότι είναι φιλικότερα προς το περιβάλλον [9].

Η διείσδυση των ηλεκτρικών αυτοκινήτων εξελίσσεται με ραγδαίο ρυθμό σε όλη την υφήλιο. Σύμφωνα με το Διεθνές Πρακτορείο Ενέργειας (ΔΠΕ), πραγματοποιήθηκαν σχεδόν 14 εκατομμύρια πωλήσεις ηλεκτρικών αυτοκινήτων το 2023, όπως απεικονίζεται και στο Διάγραμμα 2.1, ενώ το μερίδιο των πωλήσεων τους στην αγορά αυξήθηκε από 4% το 2020 σε 18% το 2023. Επίσης αναμένεται μία αύξηση της τάξης του 20% στις πωλήσεις για το 2024 και αύξηση του μεριδίου της αγοράς πάνω από το 20%. Τέλος, σύμφωνα με τις παρούσες πολιτικές στήριξης και τις τάσεις της αγοράς, προβλέπεται η μείωση της

κατανάλωσης πετρελαίου κατά 6 εκατομμύρια βαρέλια την ημέρα έως το 2030 [14].



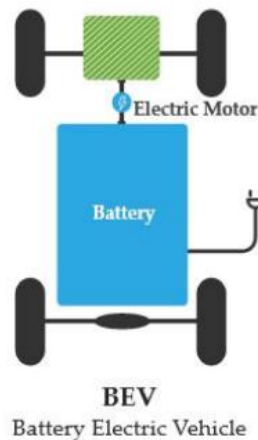
Διάγραμμα 2.1: Πωλήσεις ηλεκτρικών αυτοκινήτων την περίοδο 2012 έως 2024. (Πηγή ΔΠΕ)

2.2 Κατηγορίες ηλεκτρικών οχημάτων

Τα ηλεκτρικά οχήματα ταξινομούνται σε 5 κατηγορίες σύμφωνα με την τεχνολογία κίνησής τους. Αναλυτικότερα, οι κατηγορίες αυτές είναι:

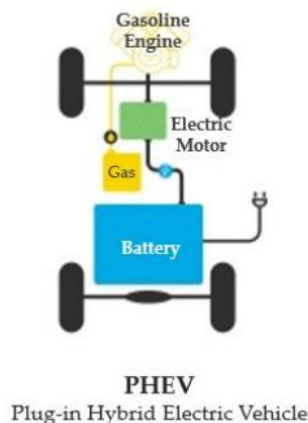
- **Battery Electric Vehicles (BEV):** Τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα με μπαταρία (Εικόνα 2.1), χρησιμοποιούν αποκλειστικά τη χημική ενέργεια που μπορεί να αποθηκευτεί σε επαναφορτιζόμενες μπαταρίες. Η αποθηκευμένη χημική ενέργεια αξιοποιείται για την τροφοδοσία ηλεκτρικών κινητήρων που κινούν το όχημα. Ως αποτέλεσμα, αυτά τα οχήματα δεν χρειάζονται τη λειτουργία ΜΕΚ για τη κίνησή τους και δεν χρησιμοποιούν καύσιμα. Οι μπαταρίες απαιτούν ηλεκτρική ενέργεια για τη φόρτισή τους η οποία δύναται να προέλθει είτε απευθείας από το δίκτυο, είτε από κάποιο σύστημα παραγωγής ενέργειας εκτός δικτύου. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η τεχνική της αναγεννητικής πέδησης, όπου οι μπαταρίες φορτίζονται κατά τη

διάρκεια της κίνησης του οχήματος, αξιοποιώντας την παραγόμενη θερμότητα όταν φρενάρει το όχημα [15]. Τέλος, το μέγεθος της μπαταρίας που διαθέτουν ποικίλει από 50 έως 80 kWh.



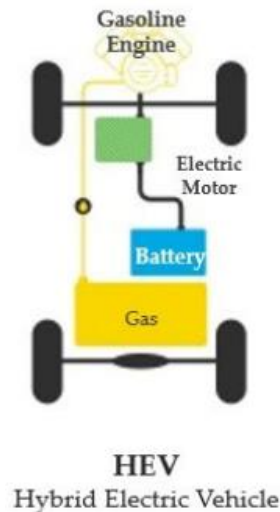
Εικόνα 2.1: Γραφική απεικόνιση ηλεκτρικού οχήματος με μπαταρία

- **Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEV):** Τα επαναφορτιζόμενα υβριδικά ηλεκτρικά αυτοκίνητα (Εικόνα 2.2) κατέχουν επαναφορτιζόμενες μπαταρίες οι οποίες συνδέονται με το δίκτυο και τροφοδοτούν έναν ηλεκτρικό κινητήρα και μία ΜΕΚ. Τα PHEV έχουν περιορισμένη αυτονομία σε σύγκριση με τα BEV (μικρότερη από 80 km) διότι η μπαταρία που διαθέτουν είναι μικρότερου μεγέθους (περίπου 10-15 kWh). Ο τρόπος λειτουργίας τους και συνδυασμού των 2 κινητήρων ποικίλλει, ανάλογα από το προφίλ του οδηγού και τις απαιτήσεις της εκάστοτε μετακίνησης. Ωστόσο, συνήθως πρώτα χρησιμοποιείται η χημική ενέργεια της μπαταρίας, εξαντλώντας την ηλεκτρική αυτονομία του αυτοκινήτου και στη συνέχεια η ΜΕΚ. Σε περίπτωση ταξιδιού μικρότερης απόστασης από τη μέγιστη ηλεκτρική αυτονομία, η μπαταρία του δεν εξαντλείται, μπορεί να επαναφορτιστεί και έτσι να λειτουργήσει ξανά με ηλεκτρική ενέργεια μειώνοντας την κατανάλωση καυσίμου σε μεγάλο βαθμό.



Εικόνα 2.2: Γραφική απεικόνιση plug-in υβριδικού οχήματος

- **Hybrid Electric Vehicles (HEV):** Τα υβριδικά ηλεκτρικά αυτοκίνητα (Εικόνα 2.3), αποτελούνται και αυτά όπως τα PHEV από μια ΜΕΚ και έναν ηλεκτροκινητήρα, με τη διαφορά ότι δεν μπορούν να συνδεθούν στο δίκτυο για να φορτιστούν οι μπαταρίες τους. Αυτό καθίσταται δυνατό μέσω της αναγεννητικής πέδησης κατά το φρενάρισμα του οχήματος. Επιπλέον, να αναφερθεί το γεγονός ότι η μπαταρία τους έχει σαφώς μικρότερη χωρητικότητα συγκριτικά με εκείνες των PHEV (<10 kWh).



Εικόνα 2.3: Γραφική απεικόνιση υβριδικού οχήματος

- **Fuel Cell Electric Vehicles (FCEV):** Τα ηλεκτρικά οχήματα κυψελών καυσίμου, ουσιαστικά θεωρούνται μία ειδική κατηγορία ηλεκτρικών οχημάτων καθώς δε βασίζονται σε συσσωρευτές για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και τροφοδοσία στον κινητήρα αλλά σε κυψέλες καυσίμου. Η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται μέσω της διαδικασίας της ηλεκτρόλυσης του υδρογόνου, ενώ προϊόντα αποτελούν επίσης η θερμότητα και το νερό που ως γνωστόν αποτελούν μη ρυπογόνες ουσίες. Παρόλα αυτά, αυτή η τεχνολογία δεν είναι εδραιωμένη, διότι έχουν προκύψει σημαντικά ερωτήματα αναφορικά με την διείσδυσή της όπως η αποθήκευση του υδρογόνου στο όχημα, οι αναγκαίες εγκαταστάσεις για τη διανομή του υδρογόνου και ο βαθμός απόδοσης της.
- **Extended Range Electric Vehicles (EREV):** Τα ηλεκτρικά οχήματα με αυξημένη αυτονομία απαρτίζονται επίσης από ΜΕΚ και ηλεκτρικό κινητήρα. Η διαφορά τους από τα BEV, είναι η ΜΕΚ η οποία χρησιμοποιείται για να κινήσει μία ηλεκτρική ενέργεια που φορτίζει τους συσσωρευτές, ενώ η βασική τους φόρτιση γίνεται μέσω του δικτύου όπως και στα BEV. Ωστόσο, δεν είναι τόσο διαδεδομένα καθώς η πρόσφατη τεχνολογική πρόοδος στον τομέα των μπαταριών έχει αυξήσει σημαντικά την αυτονομία των BEVs, κάνοντάς τα πιο ελκυστικά για τους καταναλωτές [16].

2.3 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα

Τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα παρουσιάζουν πολλαπλά πλεονεκτήματα σε σύγκριση με τα συμβατικά σε τομείς όπως το περιβάλλον και η ενέργεια. Πιο συγκεκριμένα:

- Έχουν καλύτερη απόδοση: Τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα έχουν τη δυνατότητα μετατροπής του 60% της ηλεκτρικής ενέργειας σε ισχύ στην κίνηση, ενώ τα συμβατικά θερμικά οχήματα μόλις το 20%.
- Χαρακτηρίζονται από καλύτερη επιτάχυνση και διάδοση της ισχύος σε σύγκριση με αυτά με ΜΕΚ.
- Είναι φιλικότερα προς το περιβάλλον: Δεν παράγουν ρύπους όσο κινούνται σε αντίθεση με τις ΜΕΚ, μειώνοντας με αυτόν τον τρόπο το περιβαλλοντικό τους αντίκτυπο. Συμβάλλει σε αυτή τη μείωση η χρήση καθαρής ενέργειας για τη φόρτισή τους, αλλά πρέπει να λαμβάνονται υπόψη οι ρύποι που προκαλούνται κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ένα δεν προέρχεται από ΑΠΕ [3].
- Μειωμένος θόρυβος: Οι ηλεκτροκινητήρες εκπέμπουν πολύ λιγότερο θόρυβο σε σχέση με τις ΜΕΚ. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του θορύβου και για τους επιβάτες του αυτοκινήτου αλλά και στους δρόμους.
- Οικονομικότερη λύση μακροπρόθεσμα: Μπορεί σήμερα να είναι ακριβότερα από ότι τα συμβατικά θερμικά αυτοκίνητα, ωστόσο σε βάθος χρόνου αποτελούν μία πολύ οικονομική λύση καθώς είναι πολύ χαμηλότερο το κόστος κίνησης ανά χιλιόμετρο με τη χρήση του ρεύματος, ακόμη και σε υψηλές τιμές. Επίσης, δεν επηρεάζονται από τις αυξήσεις στις τιμές του πετρελαίου και τις βενζίνης, ενώ έχουν και λιγότερα έξοδα συντήρησης [9].

Ωστόσο, για να γίνει δυνατή η διεύθυνση τους σε μεγαλύτερο βαθμό χρειάζεται να αντιμετωπιστούν κάποιες προκλήσεις οι οποίες αφορούν την υποδομή, το κόστος και τον ανταγωνισμό από άλλες τεχνολογίες οχημάτων. Ειδικότερα:

- Υψηλό κόστος αγοράς: Τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα χαρακτηρίζονται από αρκετά υψηλό κόστος αγοράς, το οποίο οφείλεται κυρίως στο κόστος των συσσωρευτών.
- Χαμηλότερη αυτονομία οδήγησης: Τα περισσότερα ηλεκτρικά αυτοκίνητα έχουν μικρότερη αυτονομία σε σύγκριση με τα θερμικά, η οποία δεν ξεπερνάει τα 500km. Τα δεύτερα έχουν περίπου 600-700km [9].
- Χρόνος φόρτισης: Ακόμη και με τις πιο εξελιγμένες μεθόδους DC φόρτισης, η φόρτιση απαιτεί μία ώρα, ενώ με την AC φόρτιση μπορεί να διαρκέσει από 4 έως 8 ώρες. Αντίθετα, ως γνωστόν οι ΜΕΚ ανεφοδιάζονται σε μερικά λεπτά.
- Υποδομές: Παρά το γεγονός ότι κατασκευάζονται συνεχώς νέοι σταθμοί φόρτισης, δεν επαρκούν ακόμη για να εξυπηρετήσουν μία μαζική αύξηση του στόλου των ηλεκτρικών αυτοκινήτων.
- Βάρος και όγκος: Οι συσσωρευτές των ηλεκτρικών οχημάτων καταλαμβάνουν αρκετό χώρο ενώ ζυγίζουν και πολλά κιλά.

Η επιτυχία των ηλεκτρικών οχημάτων εξαρτάται από την υπέρβαση αυτών των εμποδίων μέσω τεχνολογικών εξελίξεων στον τομέα των συσσωρευτών και της κατασκευής τους, αυξημένων επενδύσεων για την ανάπτυξη των υποδομών και υποστηρικτικών κυβερνητικών πολιτικών για το ιδιαίτερα υψηλό κόστος αγοράς [16].

2.4 Η ηλεκτροκίνηση παγκοσμίως

Σήμερα, έχει παρατηρηθεί σημαντική πρόοδος στην προώθηση της αγοράς των ηλεκτρικών αυτοκινήτων σε αρκετές χώρες. Αρχικά, η Νορβηγία είναι σταθερά η πρωτοπόρος στο ποσοστό διείσδυσης των ηλεκτρικών οχημάτων (EV), με τις πωλήσεις ηλεκτρικών αυτοκινήτων να καταλαμβάνουν το 93% της αγοράς το 2023. Η Κίνα ήταν υπεύθυνη για σχεδόν 60% από τις παγκόσμιες συνολικές ταξινομήσεις νέων ηλεκτρικών αυτοκινήτων το 2023. Το μερίδιο τους στην εγχώρια αγορά ξεπέρασε το 35% το 2023, από 29% το 2022, επιτυγχάνοντας με αυτόν τον τρόπο πολύ νωρίτερα τον εθνικό στόχο του 20% για το μερίδιο πωλήσεων ηλεκτρικών αυτοκινήτων (PHEV, BEV και κυψελών καυσίμου) για το 2025.

Παράλληλα, για να επιτευχθεί η οδήγηση μηδενικών εκπομπών, έχουν προταθεί και εφαρμοστεί διάφορες πολιτικές για τα αέρια του θερμοκηπίου και τα οχήματα μηδενικών εκπομπών ανά την υφήλιο. Το 2023, το Ηνωμένο Βασίλειο ψήφισε την εντολή Vehicle Emissions Trading Schemes Order 2023, σύμφωνα με την οποία οι πωλήσεις των οχημάτων μηδενικών εκπομπών (αυτοκίνητα και φορτηγά) πρέπει να αυξηθούν από 22% το 2024 σε 80% το 2030. Ο Καναδάς, επαναπροσδιόρισε τις οδηγίες του σχετικά με τα αέρια του θερμοκηπίου τον Δεκέμβριο του 2023, με σκοπό να ενσωματώσει νέες προϋποθέσεις για την αύξηση της διαθεσιμότητας επιβατικών αυτοκινήτων και ελαφρών φορτηγών με μηδενικές εκπομπές, με στόχο οι πωλήσεις των οχημάτων μηδενικών εκπομπών να φτάσουν τουλάχιστον το 20% μέχρι το 2026, τουλάχιστον 60% μέχρι το 2030 και 100% μέχρι το 2035.

Επιπλέον, οι ΗΠΑ και η ΕΕ έχουν πρόσφατα θεσπίσει πρότυπα εκπομπών αναφορικά με τα βαρέα οχήματα που θα προωθήσουν τη χρήση ηλεκτρικών φορτηγών και λεωφορείων τα επόμενα χρόνια. Η ΕΕ έθεσε αυστηρότερα πρότυπα εκπομπών CO₂ για τα βαρέα οχήματα το 2024, αυξάνοντας τους στόχους μειωμένων εκπομπών CO₂ σε 45% έως το 2030 σε σχέση με το 2019, 65% έως το 2035 και 90% έως το 2040. Τον Μάρτιο του 2024, η Υπηρεσία Προστασίας του Περιβάλλοντος των ΗΠΑ δημοσίευσε τις τελικές οδηγίες για τα πρότυπα

εκπομπών πολλαπλών ρύπων για τα μοντέλα ελαφρών και μεσαίων οχημάτων από το 2027 και έπειτα. Με αυτές τις οδηγίες εκτιμάται μία σημαντική αύξηση του ποσοστού πωλήσεων των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο 70% για το 2032. Τον ίδιο μήνα επίσης οριστικοποιήθηκαν τα πρότυπα εκπομπών για τα βαρέα οχήματα με χρονολογία μοντέλων από το 2028 έως το 2032, στοχεύοντας στη σημαντική μείωση (25-60%) των εκπομπών βαρέων οχημάτων το 2032 σε σύγκριση με το 2026 [14].

2.5 Η ηλεκτροκίνηση στην Ελλάδα

Η ηλεκτροκίνηση στην Ελλάδα εξαρτάται τόσο από τις πολιτικές στήριξης των ηλεκτρικών οχημάτων και της αγοράς ηλεκτρικών αυτοκινήτων όσο και της πυκνότητας των σταθμών φόρτισης.

2.5.1 Πολιτικές στήριξης των ηλεκτρικών οχημάτων

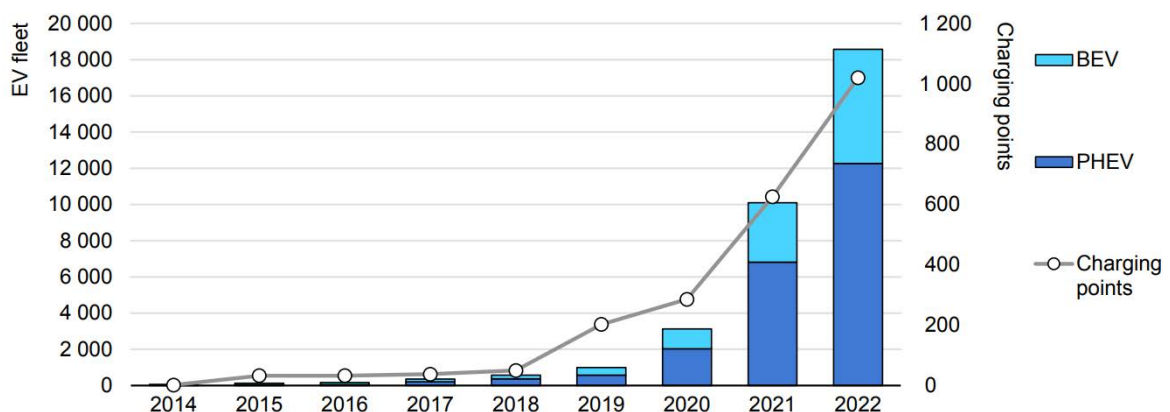
Τα τελευταία χρόνια το ελληνικό κράτος έχει θεσπίσει ορισμένα προγράμματα που υποστηρίζουν την ηλεκτροκίνηση, τα «Κινούμαι Ηλεκτρικά». Αυτή τη στιγμή βρίσκεται σε ισχύ το πρόγραμμα «Κινούμαι Ηλεκτρικά 3» το οποίο επιδοτεί την αγορά ηλεκτρικών οχημάτων και φορτιστών με σκοπό την προώθηση της ηλεκτροκίνησης από την ελληνική κυβέρνηση [17]. Ορισμένα από τα βασικά χαρακτηριστικά του προγράμματος είναι τα εξής:

- Παροχή επιδότησης 30% της τιμής προ φόρων για την αγορά ή χρονομίσθωση ηλεκτρικού αυτοκινήτου, με ανώτατο ποσό τα 9000€ για φυσικά πρόσωπα και 6000€ (ανά όχημα, από 1 έως 20 οχήματα) για εταιρείες. Επίσης για τις εταιρείες, εάν τα οχήματα ξεπεράσουν τα 20, τότε η επιδότηση πέφτει στο 20% και το ανώτατο ποσό στα 4000€ ανά όχημα.
- Χορήγηση επιβράβευσης απόσυρσης ύψους 2.000€ και επιδότηση 500€ για την αγορά έξυπνου φορτιστή σε φυσικά πρόσωπα, ενώ σε εταιρείες 400€ για κάθε φορτιστή.
- Για συγκεκριμένες κατηγορίες φυσικών προσώπων, όπως ΑΜΕΑ, πολύτεκνες οικογένειες και νέοι έως 29 ετών, παρέχονται επιπλέον επιδοτήσεις 1000€ για την αγορά αυτοκινήτου.
- Παρέχεται επιδότηση 40% της τιμής προ φόρων με ανώτατο ποσό 3.000€ για την αγορά επαγγελματικών ηλεκτρικών τρίκυκλων και μικροαυτοκινήτων κατηγορίας L5e έως L7e σε φυσικά πρόσωπα και εταιρείες.
- Επίσης για φυσικά πρόσωπα και εταιρείες, επιδοτείται το 30% της τιμής προ ΦΠΑ με ανώτατο ποσό 1.300€ για την αγορά ηλεκτρικών δίκυκλων κατηγορίας L1e έως L4e.
- Επιδοτείται σε φυσικά πρόσωπα το 40% της τιμής για τα ηλεκτρικά ποδήλατα, με ανώτατο ποσό τα 800€.

- Επιδοτούνται εταιρείες που ασχολούνται με τις ταχυμεταφορές, διανομές και τον τουρισμό για την αγορά μέχρι και 10 ηλεκτρικών ποδηλάτων.
- Τέλος, οι εταιρείες με νησιωτική δραστηριότητα λαμβάνουν επιπλέον 4.000€ ανά αυτοκίνητο.

2.5.2 Η αγορά ηλεκτρικών αυτοκινήτων

Γίνεται προφανές ότι με τις παραπάνω πολιτικές στήριξης των ηλεκτρικών οχημάτων, οι πωλήσεις τους θα αυξηθούν. Ο στόλος των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στην Ελλάδα έχει αυξηθεί με ραγδαίο ρυθμό από το 2020 και έπειτα, με πρωτοστάτες τα BEV και τα PHEV, όπως απεικονίζεται και στο Διάγραμμα 2.2. Γενικότερα, από μόλις 62 ηλεκτρικά αυτοκίνητα το 2014, το 2022 καταγράφηκαν 18.575. Αν και επεκτείνεται συνεχώς η ελληνική αγορά, δεν παύει να υστερεί συγκριτικά με άλλες χώρες της ΕΕ. Το 2022, το μερίδιο των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο συνολικό στόλο αποτελούσε μόλις το 0,3%, ενώ στην Ευρώπη 2,3%. Παράλληλα, το μερίδιο τους στις νέες ταξινομήσεις ήταν 7,9%, πολύ χαμηλότερο από τον ευρωπαϊκό μέσο όρο του 21,6% [18]. Σύμφωνα με τα δημοσιοποιημένα στοιχεία του Συνδέσμου Εισαγωγέων Αντιπροσώπων Αυτοκινήτων, το 7,9% των νέων ταξινομήσεων του 2022, αντιστοιχεί σε 8.320 ηλεκτρικά αυτοκίνητα. Από αυτά, τα 5.493 ήταν PHEV και τα 2.827 BEV [19]. Το 2023, οι ταξινομήσεις αυξήθηκαν σε 15.215 και αποτέλεσαν το 11,31% στην αγορά, με 8.836 να είναι PHEV και τα 6.379 BEV [20]. Τέλος, τα σημεία φόρτισης που είναι δημοσίως διαθέσιμα αυξήθηκαν από 50 το 2018, σε 1.020 το 2022 [18].



Διάγραμμα 2.2: Αύξηση του αριθμού των ηλεκτρικών αυτοκινήτων και των δημοσίων σημείων φόρτισης στην Ελλάδα από το 2014 έως το 2022 (Πηγή: ΔΠΕ)

2.5.3 Σταθμοί φόρτισης

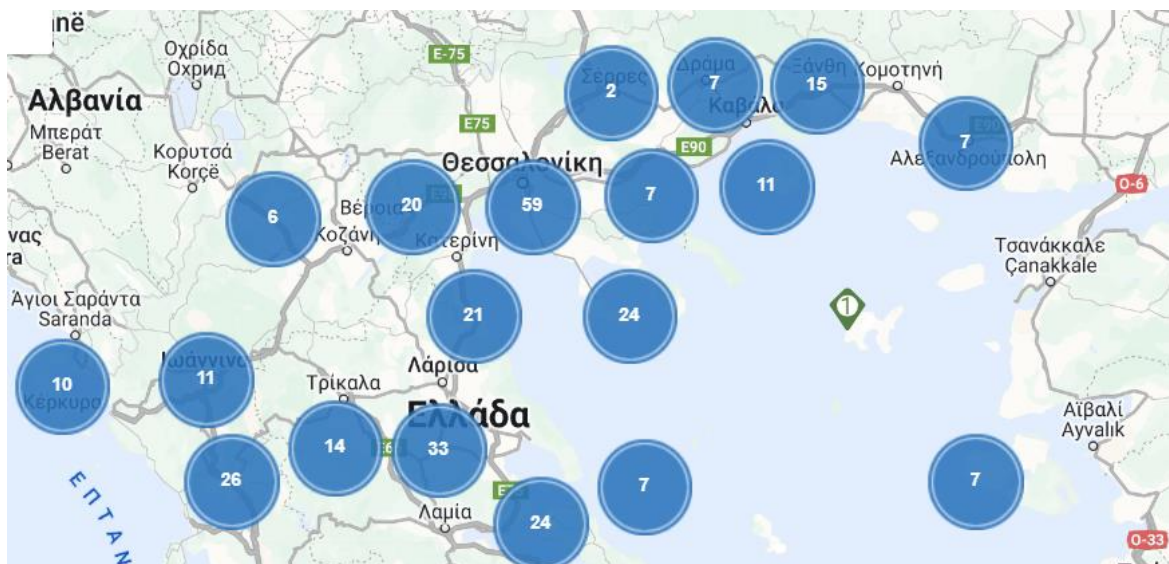
Η δημιουργία ενός δικτύου υποδομών φόρτισης αποτελεί μία επιτακτική ανάγκη για την επέκταση της ηλεκτροκίνησης. Η ανάπτυξη αυτού του δικτύου είναι μια πολύπλοκη διαδικασία εξαιτίας πολλών ζητημάτων που πρέπει να επιλυθούν, όπως η τυποποίηση των

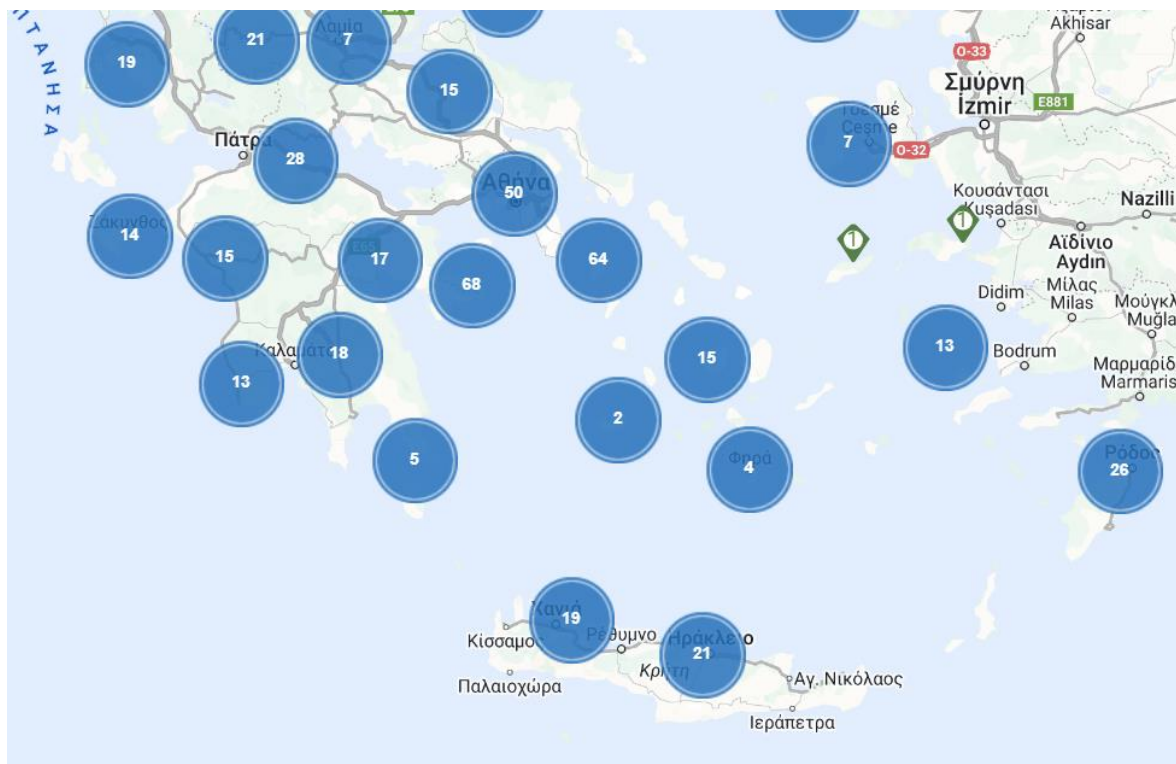
πολιτικών για τους σταθμούς φόρτισης και ρυθμιστικές διαδικασίες. Η διαθεσιμότητα της κατάλληλης υποδομής φόρτισης μπορεί να μειώσει δραστικά τις απαιτήσεις και το κόστος του αποθηκευτικού συστήματος των οχημάτων.

Το ελληνικό κράτος, σύμφωνα με το «Ελλάδα 2.0 - Εθνικό Σχέδιο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας» υποστηρίζει ενεργά την εγκατάσταση σταθμών φόρτισης με σκοπό να στηρίξει την ηλεκτροκίνηση, να μειωθούν οι ρύποι και να αναπτυχθεί η πράσινη οικονομία.

Το βασικό εργαλείο στήριξης είναι η επιδότηση ενός ποσοστού του κόστους αγοράς εγκατάστασης και διασύνδεσης στο δίκτυο για σταθμούς φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων δημοσίως προσβάσιμους. Ενδεικτικά σημεία αποτελούν πρατήρια καυσίμων, σημεία πλησίον του οδικού δικτύου, λιμάνια, αεροδρόμια και χώροι στάθμευσης οχημάτων. Δικαιούχοι των επιδοτήσεων μπορεί να είναι είτε κάποια δημοτική αρχή, είτε κάποια επιχείρηση [21].

Σύμφωνα με την Καθημερινή, στις 06/12/2023 υπήρχαν 2.120 σταθμοί φόρτισης στην Ελλάδα, με 4.890 σημεία. Παράλληλα, έχει τεθεί ως στόχος τα 13.000 σημεία φόρτισης έως το 2025 και 100.000 έως το 2030 [22]. Ως αποτέλεσμα, διάφορες εταιρείες έχουν εισέλθει δυναμικά στο χώρο, με την prg να κατέχει πάνω από 1.000 σημεία φόρτισης [23], το δίκτυο των οποίων προβάλλεται στην Εικόνα 2.4, ενώ η ΔΕΗ διαθέτει 550.





Εικόνα 2.4: Δίκτυο σταθμών φόρτισης της nrg

Κεφάλαιο 3

Μοντέλο εκτίμησης φορτίου ηλεκτρικών αυτοκινήτων

Η διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων στο δίκτυο διανομής θα δημιουργήσει πολλαπλά νέα ζητήματα, πράγμα που σημαίνει ότι για να αποφευχθούν οι ανεπιθύμητες επιπτώσεις στη λειτουργία του δικτύου, το φορτίο των οχημάτων θα πρέπει να προβλεφθεί νωρίτερα. Οι επιθυμητές και επιβλαβείς επιπτώσεις των οχημάτων στο δίκτυο δεν μπορούν να εξεταστούν πλήρως, εκτός εάν έχουμε αποκλειστικά δεδομένα για τη χρήση κάθε ξεχωριστού οχήματος.

Προκειμένου να προσεγγίσουμε το συνολικό αντίκτυπο των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στην καμπύλη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, είναι απαραίτητες ορισμένες πληροφορίες, όπως το πότε ξεκινά η διαδικασία φόρτισης κάθε αυτοκινήτου και πόση ηλεκτρική ενέργεια θα χρειαστεί. Η απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια για τη φόρτιση των οχημάτων εγείρει ζητήματα για πιθανές επιβλαβείς επιπτώσεις στους βασικούς πυλώνες ενός ΣΗΕ, την παραγωγή, τη μεταφορά και τη διανομή.

Η πρόβλεψη του προφίλ του φορτίου φόρτισης είναι ουσιώδης για την εκτίμηση του τρόπου αντίδρασης του δικτύου διανομής στη διείσδυση των ηλεκτρικών αυτοκινήτων. Η σωστή εκτίμηση του φορτίου είναι ικανή να συνεισφέρει στην αξιολόγηση των επιπτώσεων των ηλεκτρικών οχημάτων σε διάφορους θεμελιώδεις παράγοντες του δικτύου διανομής όπως:

- Επίδραση στον οικιακό μετασχηματιστή
- Αγωγοί/καλώδια διανομής
- Υπερφόρτωση
- Αποκλίσεις τάσης
- Απώλειες ισχύος
- Σταθερότητα του δικτύου
- Αξιοποίηση του ΣΗΕ
- Αποδοτικότητα και αξιοπιστία του συστήματος
- Ποιότητα ισχύος [24]

3.1 Απαραίτητα δεδομένα

Για τον προσδιορισμό του ηλεκτρικού φορτίου ενός στόλου ηλεκτρικών αυτοκινήτων, πρωταρχικό βήμα αποτελεί η απόκτηση βασικών δεδομένων γι' αυτά. Αρχικά, από την getelectric αντλήθηκαν τα μοντέλα PHEV και BEV με τις περισσότερες πωλήσεις στην Ελλάδα για το 2022 και 2023 [19,20]. Παράλληλα από τους κατασκευαστές των παραπάνω μοντέλων αντλήθηκαν τα στοιχεία σχετικά με το μέγεθος της μπαταρίας τους και την αυτονομία τους. Τα δεδομένα των 10 μοντέλων για κάθε κατηγορία και έτος, που περιλαμβάνουν τις πωλήσεις τους, το μέγεθος της μπαταρίας τους και την αυτονομία τους εκτίθενται στους Πίνακες 3.1 – 3.4. Αξίζει να σημειωθεί το γεγονός ότι για η αυτονομία των PHEV αναφέρεται σε αυτή με αποκλειστική χρήση του ηλεκτροκινητήρα και όχι σε συνδυασμό με τη ΜΕΚ.

Πίνακας 3.1: Πωλήσεις των Top 10 μοντέλων BEV για το 2022

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΠΩΛΗΣΕΙΣ	ΜΠΑΤΑΡΙΑ (kWh)	ΑΥΤΟΝΟΜΙΑ (km)
Tesla Model Y	351	75	483
Tesla Model 3	236	54 και 82	409 και 568
VW ID.4	208	77	520
Fiat 500	191	24	210
Volvo XC40	151	78	400
Mercedes-Benz EQA-series	125	66,5	400
VW ID.3	107	77	550
Hyundai Kona	105	64	484
Mercedes-Benz EQB-series	91	77,4	480
Skoda Enyaq iV	90	77	510
ΛΟΙΠΑ ΜΟΝΤΕΛΑ	1172	65,67486405	437,4483384

Πίνακας 3.2: Πωλήσεις των Top 10 μοντέλων BEV για το 2023

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΠΩΛΗΣΕΙΣ	ΜΠΑΤΑΡΙΑ (kWh)	ΑΥΤΟΝΟΜΙΑ (km)
Tesla Model Y	1064	75	483
Tesla Model 3	695	54 και 82	409 και 568
Peugeot 208	316	50	340
Mercedes-Benz EQA	290	66,5	400
Opel Corsa	268	50	337
VW ID.3	265	77	550
Citroen C4	262	50	350

Volvo XC40	258	78	400
Fiat 500	231	24	210
Opel Mokka	183	50	324
ΛΟΙΠΑ MONTEΛΑ	2547	61,10073069	407,1959812

Πίνακας 3.3: Πωλήσεις των Top 10 μοντέλων PHEV για το 2022

MONTEΛΟ	ΠΩΛΗΣΕΙΣ	ΜΠΑΤΑΡΙΑ (kWh)	ΑΥΤΟΝΟΜΙΑ (km)
Mercedes-Benz GLA-series	555	15,6	65
Volvo XC40	518	10,7	47,5
Audi Q3	345	13	50
Jeep Compass	330	11,4	50
BMW X1-series	300	10	57
Mercedes-Benz GLC-series	267	13,5	47
Citroen DS7 Crossback	228	13,2	50
Mercedes-Benz A-Series	215	15,6	64
MINI Countryman (NEW)	201	29	225
Peugeot 3008	188	13,2	45
ΛΟΙΠΑ MONTEΛΑ	2346	13,89459803	64,48172863

Πίνακας 3.4: Πωλήσεις των Top 10 μοντέλων PHEV για το 2023

MONTEΛΟ	ΠΩΛΗΣΕΙΣ	ΜΠΑΤΑΡΙΑ (kWh)	ΑΥΤΟΝΟΜΙΑ (km)
Volvo XC40	824	10,7	47,5
BMW X1-series	719	10	57
Mercedes-Benz GLA series	686	15,6	65
Cupra Formentor	657	13	50
Jeep Compass	503	11,4	50
Volvo XC60	462	18,8	50
Peugeot 3008	369	13,2	45
Mercedes-Benz GLC series	290	13,5	47
Audi Q3	285	13	50
Ford Kuga	253	14,4	56
ΛΟΙΠΑ MONTEΛΑ	3788	13,03549921	52,39025357

Αν και ανακτήθηκαν τα πρώτα 10 μοντέλα στις πωλήσεις για το 2022 και 2023, προφανώς αυτά δεν αντιπροσωπεύουν όλες τις πωλήσεις. Γι' αυτό το λόγο, ήταν αναγκαία η εκτίμηση των δεδομένων των λοιπών μοντέλων. Αρχικά οι πωλήσεις τους είναι το αποτέλεσμα της αφαίρεσης των πωλήσεων των πρώτων 10 από τις συνολικές πωλήσεις. Έπειτα, για τον υπολογισμό της χωρητικότητας της μπαταρίας τους και της αυτονομίας τους, λήφθηκαν υπόψη τα δεδομένα των πρώτων 10 αλλά με τη μορφή του σταθμισμένου μέσου

όρου. Αυτό πραγματοποιήθηκε διότι κρίθηκε σκόπιμο, κατά την εκτίμηση των χαρακτηριστικών των υπόλοιπων μοντέλων, να ληφθεί υπόψη η τάση της αγοράς, πέρα από τα επιμέρους χαρακτηριστικά των διαθέσιμων μοντέλων. Άρα, εάν ένα μοντέλο με συγκεκριμένα χαρακτηριστικά μπαταρίας και αυτονομίας έχει περισσότερες πωλήσεις, είναι πιθανότερο ένα μοντέλο με αντίστοιχα χαρακτηριστικά να έχει εξίσου καλές πωλήσεις. Επομένως ο σταθμισμένος μέσος όρος χωρητικότητας της μπαταρίας για κάθε κατηγορία κάθε έτους υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο:

$$\text{Σταθμισμένος Μέσος Όρος Χωρητικότητας Μπαταρίας} = \frac{\sum (\text{Πωλήσεις} * \text{Χωρητικότητα Μπαταρίας})}{\sum \text{Πωλήσεις}}$$

Αντίστοιχα, ο σταθμισμένος μέσος όρος της αυτονομίας υπολογίζεται ως:

$$\text{Σταθμισμένος Μέσος Όρος Αυτονομίας} = \frac{\sum (\text{Πωλήσεις} * \text{Αυτονομία})}{\sum \text{Πωλήσεις}}$$

Με τη συγκεκριμένη μέθοδο υπολογίστηκαν οι αναγραφόμενες τιμές των παραπάνω πινάκων για τα λοιπά μοντέλα οι οποίες θεωρούνται ιδιαίτερα σημαντικές για την προσομοίωση Μόντε Κάρλο που θα ακολουθήσει, διότι τα λοιπά μοντέλα καταλαμβάνουν ένα μεγάλο ποσοστό των συνολικών πωλήσεων.

3.2 Καθοριστικοί παράγοντες στη διαμόρφωση του ηλεκτρικού φορτίου των αυτοκινήτων

Οι ενεργειακές απαιτήσεις ενός ηλεκτρικού αυτοκινήτου επηρεάζονται από αρκετές μεταβλητές και είναι απαραίτητη μία ενδελεχής μελέτη προκειμένου να εκτιμηθεί με ακρίβεια το ημερήσιο προφίλ οδήγησης και φόρτισής του. Επομένως, χρειάζεται να καθοριστούν αυτές οι παράμετροι [3].

3.2.1 Ισχύς Φόρτισης

Αρχικά, ένας από τους πιο καθοριστικούς παράγοντες για το φορτίο των ηλεκτρικών αυτοκινήτων θεωρείται η ισχύς φόρτισης, καθώς πρώτον επηρεάζει το δίκτυο ιδιαίτερα σε ένα σενάριο υψηλής διείσδυσης αυτοκινήτων και δεύτερον τον απαιτούμενο χρόνο πλήρους φόρτισης, διότι ως γνωστόν υψηλότερη ισχύς συνεπάγεται γρηγορότερη φόρτιση.

Τα διάφορα επίπεδα ισχύος φόρτισης προσδιορίζονται σύμφωνα με τις ονομαστικές τιμές τάσης και ρεύματος. Η Διεθνής Ηλεκτροτεχνική Επιτροπή (IEC) και το πρότυπο SAE J1772

(Society of Automotive Engineers) καθορίζουν τα επίπεδα φόρτισης για τις μελέτες της βιβλιογραφίας σχετικά με το αντίκτυπο των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο δίκτυο.

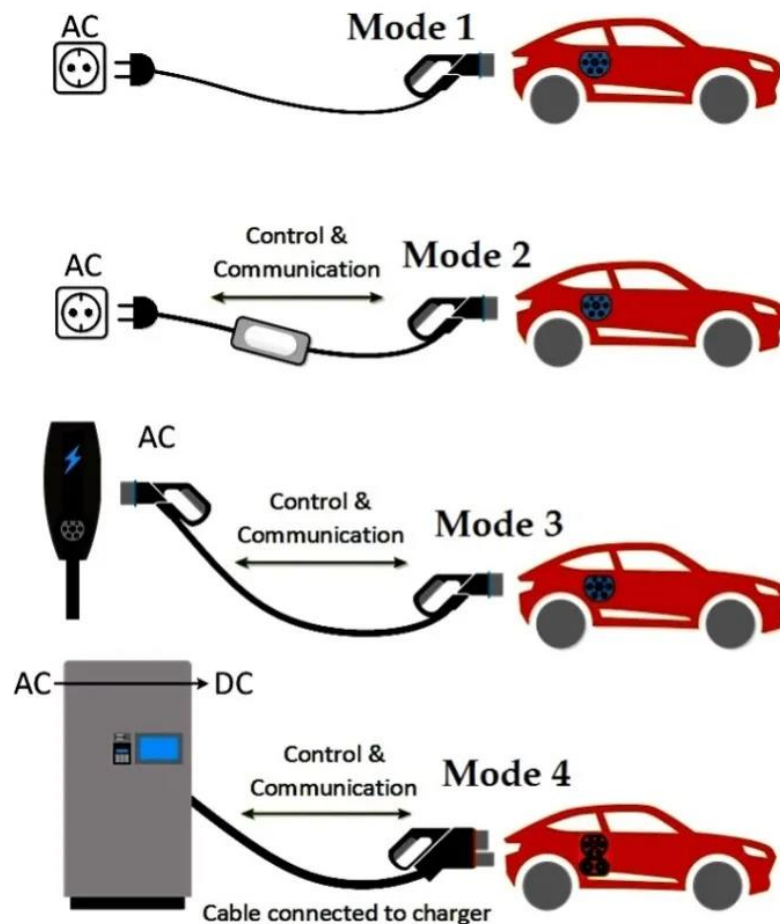
Σε ευρωπαϊκό επίπεδο, τα πρότυπα φόρτισης που αφορούν το σύστημα φόρτισης, τα βύσματα και τις πρίζες, περιέχονται στο IEC 61851 [25]. Αυτά τα πρότυπα παρέχουν μια πρώτη ταξινόμηση του τύπου του φορτιστή ως προς τη λειτουργία της ονομαστικής του ισχύος και, συνεπώς, του χρόνου επαναφόρτισης, ορίζοντας τρεις κατηγορίες ως ακολούθως:

- Επίπεδο 1: Κανονικής ισχύος ή αργή φόρτιση, με ονομαστική ισχύ κατώτερη των 3,7 kW, που χρησιμοποιούνται για οικιακή χρήση ή για μακρόχρονη στάθμευση ηλεκτρικών αυτοκινήτων. Η σύνδεση είναι σε μονοφασική παροχή σε εναλλασσόμενο ρεύμα (AC), με μέγιστο ονομαστικό ρεύμα 16A. Σε αυτό το επίπεδο φόρτισης δεν χρειάζεται πρόσθετος εξοπλισμός από τους ιδιοκτήτες των ηλεκτρικών αυτοκινήτων πέρα από το καλώδιο φόρτισης που συνήθως παρέχεται με την αγορά του αυτοκινήτου [15]. Ο χρόνος φόρτισης σε αυτή την περίπτωση είναι αρκετά μεγάλος, μπορεί να διαρκέσει από 8 έως 20 ώρες ανάλογα το μέγεθος της μπαταρίας του αυτοκινήτου και την κατάσταση φόρτισής της.
- Επίπεδο 2: Μέσης ισχύος ή ταχεία φόρτιση, με ονομαστική ισχύ από 3,7 έως 22 kW, που χρησιμοποιείται σε χώρους στάθμευσης είτε με ιδιωτική είτε με δημόσια πρόσβαση. Η σύνδεση γίνεται είτε σε μονοφασική είτε σε τριφασική παροχή AC ρεύματος, με μέγιστο ρεύμα από 16 έως 32A. Η φόρτιση σε αυτό το επίπεδο μπορεί να διαρκέσει από 3 έως 8 ώρες. Σε σύγκριση με το επίπεδο 1 είναι προτιμότερο λόγω του χρόνου φόρτισης, ωστόσο σε αυτή την περίπτωση απαιτείται επιπλέον εξοπλισμός για την εγκατάσταση του φορτιστή [3].
- Επίπεδο 3: Υψηλής ισχύος ή υπερταχείας φόρτισης με ονομαστική ισχύ ανώτερη από 22 kW, που χρησιμοποιείται σε σταθμούς φόρτισης με δημόσια πρόσβαση. Το επίπεδο 3 περιλαμβάνει δύο τρόπους φόρτισης: είτε από τριφασική παροχή AC είτε από παροχή συνεχούς ρεύματος (DC). Η τριφασική παροχή AC μπορεί να πραγματοποιηθεί με ρεύμα μεγαλύτερο από 32A και μέγιστη ισχύ μεγαλύτερη από 22 kW. Για παράδειγμα, για ονομαστικό ρεύμα 63A, η μέγιστη ισχύς φόρτισης είναι τα 43 kW. Η DC φόρτιση μπορεί να φτάσει μέχρι και τα 150 kW, ενώ πιο συνηθισμένα είναι τα 50 και 100 kW.

Το πρότυπο IEC 61851-1 για το "Σύστημα αγωγίμης φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων" όρισε στη συνέχεια 4 τρόπους φόρτισης που αφορούν: τον τύπο της ισχύος που λαμβάνει το ηλεκτρικό όχημα (συνεχές ρεύμα, μονοφασικό ή τριφασικό εναλλασσόμενο ρεύμα), το επίπεδο της τάσης, την παρουσία ή απουσία γείωσης και γραμμών ελέγχου για να επιτραπεί είτε μονόπλευρη είτε αμφίδρομη επικοινωνία μεταξύ του σταθμού φόρτισης και του οχήματος και την παρουσία και τη θέση της συσκευής προστασίας. Οι 4 τρόποι φόρτισης περιγράφονται συνοπτικά παρακάτω και απεικονίζονται στην Εικόνα 3.1:

- Τρόπος φόρτισης 1: αργή φόρτιση από οικιακή πρίζα σε εναλλασσόμενο ρεύμα,

- Τρόπος φόρτισης 2: αργή φόρτιση από πρίζα οικιακού τύπου με συσκευή προστασίας εντός του καλωδίου σε εναλλασσόμενο ρεύμα,
- Τρόπος φόρτισης 3: αργή ή γρήγορη φόρτιση με χρήση ειδικής πρίζας ηλεκτρικού οχήματος με λειτουργία ελέγχου και προστασίας εγκατεστημένη σε εναλλασσόμενο ρεύμα,
- Τρόπος φόρτισης 4: γρήγορη φόρτιση με χρήση εξωτερικού φορτιστή σε συνεχές ρεύμα [25].



Εικόνα 3.1: Τρόποι φόρτισης οχημάτων σύμφωνα με το πρότυπο IEC-61851-1 [26]

Το πρότυπο SAE J1772 είναι αποτέλεσμα πολλών ετών εργασίας και ορίζει την αρχιτεκτονική και τις απαιτήσεις των συστημάτων φόρτισης της Βόρειας Αμερικής. Σε συνάρτηση με την ονομαστική ισχύ, την τάση και το ρεύμα, τα συστήματα φόρτισης ταξινομούνται στα αντίστοιχα 3 επίπεδα με την Ευρώπη, δηλαδή επίπεδο 1 AC, επίπεδο 2 AC και επίπεδο 3 DC. Ειδικότερα:

- Για το επίπεδο 1, ο φορτιστής είναι ενσωματωμένος στο όχημα και παρέχει AC τάση στα 120V με μέγιστο ρεύμα 15A και μέγιστη ισχύ 1,8 kW.
- Για το επίπεδο 2, ο φορτιστής είναι ενσωματωμένος στο όχημα και παρέχει AC τάση στα 240 V με μέγιστο ρεύμα 60A και μέγιστη ισχύ 14,4 kW.

- Για το επίπεδο 3, ο φορτιστής είναι εκτός του οχήματος, οπότε ο σταθμός φόρτισης παρέχει τάση συνεχούς ρεύματος απευθείας στη μπαταρία, με μέγιστη ισχύ 240kW. Η τάση κυμαίνεται από 200 έως 600V, ενώ το μέγιστο ρεύμα ισούται με 400A [9,25].

3.2.2 Μέγεθος μπαταρίας

Το μέγεθος της μπαταρίας αποτελεί έναν καθοριστικό παράγοντα για τον χρόνο που απαιτείται για την επαναφόρτιση και τη συχνότητα της φόρτισης του αυτοκινήτου. Ακόμη, διαμορφώνει τη συνολική αποθηκευτική ικανότητα των ηλεκτρικών αυτοκινήτων που θα αξιοποιηθούν για $v2g$, συνδράμοντας έτσι στην ομαλότερη λειτουργία του συστήματος. Συνεπώς, είναι κρίσιμο να ληφθεί υπόψη η χωρητικότητα της μπαταρίας κατά τη διερεύνηση της επίδρασης της διείσδυσης ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.

Αρχικά, το μέγεθος της μπαταρίας εξαρτάται από την κατηγορία του αυτοκινήτου, καθώς τα PHEV έχουν μπαταρία μικρότερου μεγέθους από τα BEV. Επίσης, αυτοκίνητα της ίδια κατηγορίας αλλά διαφορετικών κατασκευαστών παρουσιάζουν διακύμανση στην χωρητικότητά τους. Γι' αυτή την προσομοίωση θα χρησιμοποιηθούν τα δεδομένα που παρουσιάστηκαν στην προηγούμενη παράγραφο και ανακτήθηκαν από τους κατασκευαστές των μοντέλων που θα αποτελέσουν τον στόλο των αυτοκινήτων. Στον Πίνακα 3.5 αναφέρονται ορισμένα βασικά χαρακτηριστικά των μπαταριών των BEV και των PHEV των κορυφαίων σε πωλήσεις μοντέλων. Αξίζει να τονιστεί το γεγονός ότι το μοντέλο με τη μέγιστη χωρητικότητα των PHEV οριακά ξεπερνάει αυτό με την ελάχιστη των BEV, το οποίο έχει τόσο μικρή χωρητικότητα καθώς αποτελεί ένα αυτοκίνητο πόλης μικρού μεγέθους και χαμηλού κόστους. Το δεύτερο μοντέλο BEV με την χαμηλότερη χωρητικότητα έχει μέγεθος μπαταρίας ίσο με 50 kWh, παραπάνω από το διπλάσιο από την ελάχιστη.

Πίνακας 3.5: Βασικά χαρακτηριστικά χωρητικότητας μπαταριών των BEV και PHEV

Χωρητικότητα μπαταρίας (kWh)	BEV	PHEV
Ελάχιστη	24 (Fiat 500)	10 (BMW X1 Series)
Μέση	64,02	13,94
Μέγιστη	82 (Tesla Model 3)	29 (Mini Countryman NEW)

3.2.3 Κατάσταση φόρτισης

Η κατάσταση φόρτισης (State of Charge – SOC), υποδεικνύει το ποσοστό της υπολειπομένης ενέργειας στο ηλεκτρικό αυτοκίνητο ανεξαρτήτως κατηγορίας, πριν συνδεθεί στο δίκτυο. Ουσιαστικά επηρεάζει τον χρόνο φόρτισης του αυτοκινήτου και την απαιτούμενη ενέργεια μέχρι την πλήρη φόρτιση. Άρα, όσο είναι χαμηλότερο το SOC, τόσο υψηλότερα θα είναι αυτά τα δύο μεγέθη. Υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$SOC = \left(1 - \frac{\text{απόσταση που οδηγήθηκε}}{\text{συνολική αυτονομία}}\right) * 100$$

Γνωρίζοντας το SOC, ο οδηγός μπορεί να υπολογίσει πόση ενέργεια έχει καταναλώσει (άρα και πόση χρειάζεται για την πλήρη φόρτιση), αλλά και πόση ενέργεια έχει διαθέσιμη για το επόμενο ταξίδι. Πιο συγκεκριμένα:

- Καταναλωθείσα Ενέργεια = $(1 - SOC) * \text{Συνολική χωρητικότητα}$
- Υπολειπομένη ενέργεια = $SOC * \text{Συνολική χωρητικότητα}$

3.2.4 Οδηγική συμπεριφορά

Είναι σημαντικό να γνωρίζουμε τις επιπτώσεις της οδηγικής συμπεριφοράς για να εξάγουμε πληροφορίες σχετικά με το πότε και που θα φορτίζονται τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα. Οι συνέπειες των οδηγικών συνηθειών ταξινομούνται σε δυο υποκατηγορίες: την κατανομή των χρόνων αναχώρησης και άφιξης και την κατανομή των καθημερινών αποστάσεων οδήγησης.

Η κατανομή των χρόνων αναχώρησης και άφιξης σε τοποθεσίες όπως το σπίτι, ο χώρος εργασίας ή ένα εμπορικό κέντρο είναι ζωτικής σημασίας για να γνωρίζουμε την έναρξη του χρόνου φόρτισης και τη θέση φόρτισης. Ισοδύναμης σημασίας με αυτή την κατανομή θεωρούνται και ωριαία δεδομένα ζήτησης του μεταφορικού τομέα από τα οποία εξάγονται οι πληροφορίες σχετικά με τους χρόνους αναχωρήσεων και αφίξεων των αυτοκινήτων. Χρησιμοποιώντας αυτά τα δεδομένα, δεν μπορεί να εκτιμηθεί με ακρίβεια ο χρόνος φόρτισης των αυτοκινήτων, αλλά μπορούν να προσδιοριστούν οι πιθανές ώρες κατά τις οποίες τα αυτοκίνητα θα είναι συνδεδεμένα στο δίκτυο.

Επιπλέον, ο τόπος προορισμού παρέχει πληροφορίες σχετικά με το που θα πραγματοποιηθεί η φόρτιση το οποίο με τη σειρά του επηρεάζει το επίπεδο φόρτισης. Η κατανομή των χρόνων άφιξης σχετίζεται άμεσα με την οδηγική συμπεριφορά. Έτσι, το προφίλ οδήγησης διαφέρει τα Σαββατοκύριακα από τις καθημερινές. Τις καθημερινές, οι περισσότεροι άνθρωποι επιστρέφουν στα σπίτια τους μετά τις εργάσιμες ώρες. Από την άλλη πλευρά, τα Σαββατοκύριακα, προτιμούν να περνούν το χρόνο τους σε εμπορικά κέντρα ή να μένουν στα σπίτια τους. Τέλος, έχει παρατηρηθεί διαφορά μεταξύ της κατανομής των χρόνων άφιξης κατά τις θερινές και χειμερινές περιόδους [3].

Αναφορικά με τις καθημερινές αποστάσεις οδήγησης, είναι εύλογο το γεγονός ότι μεγαλύτερες αποστάσεις οδηγούν σε περισσότερη και συχνότερη ανάγκη για φόρτιση, ενώ μειώνουν το διαθέσιμο χρόνο σύνδεσης του αυτοκινήτου με το δίκτυο. Επομένως είναι άρρηκτα συνδεδεμένες με την κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας και την χωρητικότητά

της, επιδρώντας στην συχνότητα και την απαιτούμενη ενέργεια φόρτισης. Αφού το οδηγικό προφίλ διαφέρει στις καθημερινές και τα Σαββατοκύριακα, είναι προφανές ότι θα διαφέρει και η ημερήσια απόσταση οδήγησης σε αυτές τις 2 περιπτώσεις.

Από το οδηγικό προφίλ μπορεί να εξαχθεί μία ακόμη σημαντική παράμετρος: το ωριαίο ποσοστό κινούμενων αυτοκινήτων. Το ποσοστό των αυτοκινήτων που βρίσκεται σε κίνηση είναι πολύ σημαντικό, διότι είναι προφανές το γεγονός ότι εάν ένα αυτοκίνητο κινείται δεν μπορεί να συνδεθεί με το δίκτυο είτε για να φορτίσει είτε για να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια μέσω του v2g. Σύμφωνα με την [12], ακόμη και στις ώρες αιχμής κίνησης, το ποσοστό των κινούμενων αυτοκινήτων δεν είναι τόσο μεγάλο όσο μπορεί να πιστεύουμε (χαμηλότερο του 20%).

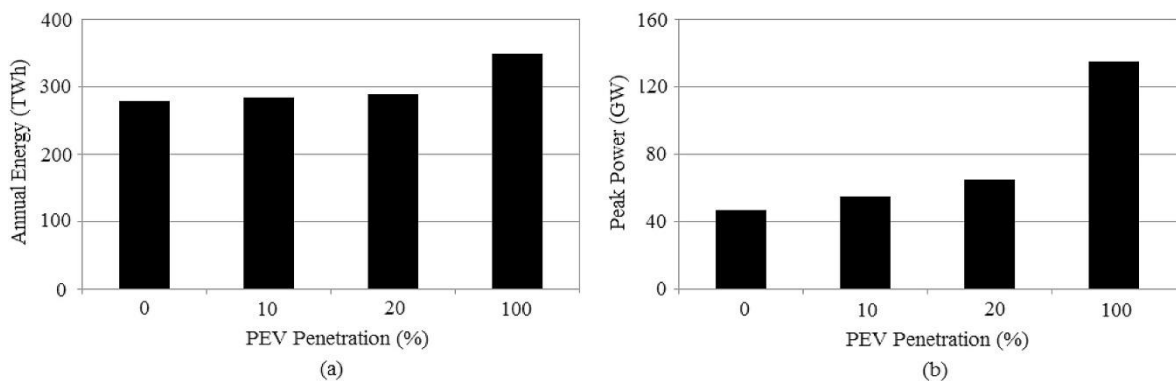
Συνοψίζοντας, η συμπεριφορά των οδηγών έχει ισχυρή επιρροή στη διαμόρφωση του ηλεκτρικού φορτίου, με το καθημερινό προφίλ οδήγησης και διανυμένης απόστασης να αποτελούν τα κύρια σημεία εστίασης.

3.2.5 Ποσοστό διείσδυσης

Είναι βέβαιο ότι τα επίπεδα διείσδυσης των ηλεκτρικών οχημάτων στο δίκτυο θα συνεχίσουν να αυξάνονται. Το ποσοστό της διείσδυσης είναι ικανό για αξιοσημείωτες επιδράσεις στο ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Ένας μεγάλος αριθμός αυτοκινήτων προσθέτει ένα εξίσου επιπλέον φορτίο που το σύστημα θα πρέπει να καλύψει, ενώ μπορεί να δημιουργηθεί νέα αιχμή φορτίου και να παρατηρηθούν μεμονωμένες αδυναμίες κάλυψης του φορτίου και σφάλματα στο δίκτυο. Από την άλλη πλευρά ωστόσο, μία μεγάλη διείσδυση είναι ικανή να προσφέρει μία ιδιαίτερα ωφέλιμη αποθηκευτική ικανότητα στο σύστημα, μέσω του v2g.

Το πρόβλημα σχετικά με τα επίπεδα διείσδυσης εμφανίζεται όταν ο αριθμός των ηλεκτρικών αυτοκινήτων που συνδέονται στο δίκτυο αυξάνεται ανεξέλεγκτα, ειδικά σε περίπτωση συμφόρησης του δικτύου διανομής. Το υψηλό επίπεδο διείσδυσης, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η λειτουργία v2g, μειώνει την αξιοπιστία της χωρητικότητας εφεδρείας ενός συστήματος. Ο αντίκτυπος της ανεξέλεγκτης χρήσης ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο ΣΗΕ συνοψίζεται στο Διάγραμμα 3.1. Όσο το επίπεδο διείσδυσης των PHEV αυξάνεται, αντίστοιχα θα αυξηθεί η ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (Διάγραμμα 3.1 (α)), και ακόμη πιο έντονα η αιχμή ζήτησης, ειδικά σε ένα σενάριο ολικής διείσδυσης 100% (Διάγραμμα 3.1 (β)). Έτσι, καταλήγουμε στο συμπέρασμα ότι τα υψηλότερα επίπεδα διείσδυσης θα επιδράσουν σημαντικά τη λειτουργία του ΣΗΕ ανάλογα με τη στρατηγική φόρτισης και την ισχύ [24].

Γι' αυτούς τους λόγους θεωρείται απαραίτητη η μελέτη διάφορων ποσοστών διείσδυσης των ηλεκτρικών αυτοκινήτων και τις επιπτώσεις τους στο ελληνικό ΣΗΕ.



Διάγραμμα 3.1: Επιπτώσεις διαφόρων ποσοστών διείσδυσης PHEV στο ΣΗΕ στις: (α) Ετήσια ζήτηση ενέργειας (β) Αιχμή ζήτησης ισχύος [24]

3.2.6 Προτιμήσεις των οδηγών

Δεν πρέπει να παραβλεφθούν οι προτιμήσεις των οδηγών στην προσπάθεια εκτίμησης του ηλεκτρικού φορτίου. Ένας τομέας που μπορεί να επηρεαστεί σημαντικά από τον ανθρώπινο παράγοντα αποτελεί η συνδεσιμότητα των αυτοκινήτων στο δίκτυο και η ώρα φόρτισής τους. Με άλλα λόγια, μπορεί 2 οδηγοί να γυρνάνε στο σπίτι τους την ίδια ώρα αλλά να επιλέγουν διαφορετική στιγμή για τη φόρτιση των οχημάτων τους. Με αυτόν τον τρόπο, αυτός που καθυστερεί να συνδεθεί στο δίκτυο, μειώνει τη συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης του στόλου. Επίσης, κάποιοι οδηγοί ίσως επιθυμούν διαφορετική τοποθεσία φόρτισης (π.χ. σε σταθμούς δημόσιας πρόσβασης αντί για το σπίτι τους), με συνέπεια ενδεχόμενη αύξηση του επιπέδου φόρτισης καθώς οι σταθμοί αυτοί παρέχουν υψηλότερη ισχύ φόρτισης.

Παράλληλα, ο αριθμός των φορτίσεων κάθε οχήματος εξαρτάται πέρα από τα χαρακτηριστικά του και από την αντίληψη του ρίσκου του κάθε οδηγού. Για παράδειγμα, ας υποθέσουμε πως 2 οδηγοί στο τέλος της ημέρας έχουν την ίδια διαθέσιμη χωρητικότητα στην μπαταρία και την ίδια απόσταση που χρειάζεται να οδηγήσουν την επόμενη ημέρα. Ο πιο συντηρητικός οδηγός θα επιλέξει να φορτίσει το όχημά του ανεξαρτήτως της διαθέσιμης ηλεκτρικής ενέργειας. Αντιθέτως, ο πιο ριψοκίνδυνος μπορεί να περιμένει την πλήρη αποφόρτιση της μπαταρίας μέχρι την επόμενη φόρτιση.

Ως εκ τούτου, οι προτιμήσεις των οδηγών παίζουν σημαντικό ρόλο στην τη διερεύνηση των αλλαγών στην καμπύλη φορτίου [3].

3.2.7 Στρατηγική φόρτισης

Η στρατηγική φόρτισης ίσως είναι η πιο κρίσιμη παράμετρος στον υπολογισμό του φορτίου των ηλεκτρικών οχημάτων και την επίδραση στη συνολική ζήτηση του συστήματος. Ο τρόπος με τον οποίο γίνεται η φόρτιση έχει ζωτικό αντίκτυπο στα επίπεδα της τάσης. Ως εκ τούτου, απαιτείται η μελέτη των διαφόρων στρατηγικών φόρτισης των ηλεκτρικών οχημάτων. Παρακάτω παρατίθενται οι 4 κυριότερες στρατηγικές φόρτισης οι οποίες διαχειρίζονται τον χρόνο και τη συχνότητα φόρτισης των οχημάτων:

- Ελεγχόμενη / συντονισμένη φόρτιση
- Μη ελεγχόμενη / μη συντονισμένη φόρτιση (dumb charging)
- Φόρτιση με καθυστέρηση
- Φόρτιση εκτός αιχμής

Σε μια μη συντονισμένη φόρτιση οι μπαταρίες των οχημάτων αρχίζουν να φορτίζονται μόλις σταθμεύσουν. Σε αυτόν τον τύπο φόρτισης δεν πραγματοποιείται κανένας προγραμματισμός, ενώ επιτρέπει στους ιδιοκτήτες να φορτίζουν τα αυτοκίνητά τους ανεξάρτητα από την ώρα που βρίσκονται στο σπίτι τους. Ως αποτέλεσμα, παρατηρούνται σοβαρές επιπτώσεις στο σύστημα διανομής ανάλογα και από το επίπεδο διείσδυσης των αυτοκινήτων, με την κυριότερη να είναι το υψηλότερο φορτίο του ΣΗΕ. Παράλληλα, δημιουργούνται ανησυχίες σε επίπεδο διανομής σχετικά με την ποιότητα ισχύος, καθώς η αύξηση του φορτίου που προκαλείται από αυτή τη στρατηγική φόρτισης τείνει να επιβαρύνει τα κύρια στοιχεία του δικτύου, όπως μετασχηματιστές και καλώδια, μειώνοντας με αυτόν τον τρόπο την αξιοπιστία του δικτύου. Τέλος, η πλεονάζουσα φόρτωση των μετασχηματιστών δύναται να προκαλέσει σημαντική αύξηση των ρευμάτων τους.

Για την αποφυγή αυτών των σοβαρών ζητημάτων, προτείνεται η συντονισμένη φόρτιση κατά την οποία γίνεται βέλτιστος προγραμματισμός της φόρτισης, όπου ένα αυτοκίνητο θα πρέπει να φορτίζεται για συγκεκριμένες ώρες σε μία ημέρα, όπως μία περίοδο χαμηλού φορτίου.

Ελλείψει έξυπνης φόρτισης, τα ηλεκτρικά οχήματα αποτελούν ένα οποιοδήποτε φορτίο για το σύστημα. Ο έξυπνος προγραμματισμός της φόρτισης / εκφόρτισης, πραγματοποιείται με σκοπό τη βελτιστοποίηση του χρόνου ζήτησης της ισχύος. Η έξυπνη φόρτιση / εκφόρτιση παρέχει πολλαπλά οφέλη όπως η μείωση του ημερήσιου κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας, των αποκλίσεων της τάσης, των επιβαρύνσεων στους μετασχηματιστές και των ρευμάτων των γραμμών. Επίσης, σε αυτή την περίπτωση, μειώνεται το ημερήσιο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας, διότι η επίδραση στην μέγιστη ικανότητα παραγωγής του συστήματος είναι

περιορισμένη. Αυτή η στρατηγική θεωρείται πιο κατάλληλη για υψηλά επίπεδα ισχύος, ενώ είναι δυνατή η εξομάλυνση της τάσης του δικτύου.

Προκειμένου να αποτραπεί η συμφόρηση του συστήματος, η σπατάλη των ΑΠΕ, οι υψηλές απώλειες ενέργειας και οι αυξανόμενες επενδύσεις, συστήνεται η εφαρμογή της συντονισμένης φόρτισης. Αξίζει να αναφερθεί το γεγονός ότι ακόμη και σε σενάριο μέγιστης διείσδυσης ηλεκτρικών οχημάτων δεν παραβιάζονται οι τεχνικές προδιαγραφές του δικτύου σε αυτή τη στρατηγική. Επομένως, η συντονισμένη φόρτιση θεωρείται η πιο αποτελεσματική και αξιόλογη στρατηγική για τους ιδιοκτήτες των οχημάτων και τον διαχειριστή του δικτύου.

Η φόρτιση με καθυστέρηση και η φόρτιση εκτός αιχμής ουσιαστικά αποτελούν δύο είδη ελεγχόμενης φόρτισης. Στην πρώτη, η φόρτιση γίνεται στο σπίτι, αλλά καθυστερεί μέχρι μετά από ορισμένο χρονικό διάστημα. Η διαδικασία της φόρτισης εκτός αιχμής πραγματοποιείται και αυτή στο σπίτι αλλά είναι υπό την άμεση εντολή της εταιρείας ηλεκτρικής ενέργειας με βάση την τιμή, το φορτίο ή τη ρυθμισμένη λειτουργία του συστήματος. Ως αποτέλεσμα, οδηγεί σε μεγαλύτερη σταθερότητα στο φορτίο βάσης και δεν προσθέτει επιπλέον φορτίο αιχμής. Συνεπώς, δεν υπάρχει απαίτηση για περαιτέρω αύξηση της παραγωγικής ικανότητας. μπορεί να βελτιστοποιήσει έξυπνα τη στρατηγική της φόρτισης [24].

Ωστόσο, η στρατηγική v2g, κατά την οποία τα ηλεκτρικά οχήματα μπορούν είτε να φορτίσουν ενέργεια από το δίκτυο, είτε να εκφορτιστούν επιστρέφοντας ενέργεια σε αυτό, θεωρείται η ιδανικότερη στρατηγική, ιδιαίτερα όταν εφαρμόζεται με έξυπνο τρόπο. Οι ώρες αιχμής του δικτύου αποτελούν τη βέλτιστη επιλογή για τη λειτουργία εκφόρτισης, συνδράμοντας με αυτόν τον τρόπο στην κάλυψη του φορτίου αιχμής και αποκομίζοντας ένα χρηματικό αντίτιμο για την παροχή βοηθητικών υπηρεσιών. Έτσι επωφελούνται και οι οδηγοί αλλά και το δίκτυο, το οποίο επιτυγχάνει μία ομαλότερη λειτουργία, με την είσοδο άμεσα διαθέσιμων διεσπαρμένων μονάδων αποθήκευσης ενέργειας.

Ορισμένα από τα οφέλη της εφαρμογής της v2g περιλαμβάνουν:

- Ενεργός ρύθμιση ισχύος
- Υποστήριξη έργου ισχύος
- Εξισορρόπηση φορτίου φορτίζοντας τις ώρες χαμηλού φορτίου και εκφορτίζοντας τις ώρες αιχμής
- Φιλτράρισμα αρμονικών ρεύματος
- Μείωση φορτίου αιχμής
- Μείωση του συνολικού κόστους παροχής υπηρεσιών ηλεκτρικής ενέργειας
- Βελτίωση των συντελεστών φορτίου

- Δημιουργία εσόδων
- Μειωμένες εκπομπές

Τέλος, η μέγιστη δυνατή αξιοποίηση των ΑΠΕ μπορεί να πραγματοποιηθεί με τη χρήση έξυπνης φόρτισης / εκφόρτισης v2g. Προκειμένου να συνδυάσουμε τις ΑΠΕ και τα ηλεκτρικά οχήματα, πρέπει να αξιοποιήσουμε σε μεγάλο βαθμό τα συστήματα ελέγχου και την έξυπνη μέτρηση [24].

3.3 Προσομοίωση Μόντε Κάρλο

Η εκτίμηση του φορτίου των ηλεκτρικών αυτοκινήτων αποτελεί μία απαιτητική διαδικασία που εξαρτάται από τους παράγοντες που αναπτυχθήκαν στην προηγούμενη παράγραφο. Προκειμένου να εφαρμοστούν διαφορετικά σενάρια και να καθοριστούν οι τιμές ορισμένων στοχαστικών μεταβλητών, στην παρούσα μελέτη εφαρμόζεται η μέθοδος προσομοίωσης Μόντε Κάρλο. Η προσομοίωση Μόντε Κάρλο είναι μια τεχνική που χρησιμοποιεί σύνολο κατανομών πιθανοτήτων για τον καθορισμό τυχαίων μεταβλητών. Η μέθοδος αυτή περιλαμβάνει επανάληψη και οι τυχαίες μεταβλητές επιλέγονται για κάθε επανάληψη (δηλαδή για κάθε όχημα), από τη συνάρτηση πιθανοτήτων που έχει δοθεί ως είσοδος της προσομοίωσης. Με τη χρήση αυτής της μεθόδου, θα επιλεγεί το συγκεκριμένο μοντέλο για κάθε όχημα του στόλου, καθώς και η ισχύς φόρτισής του.

3.3.1 Επιλογή μοντέλου αυτοκινήτου

Το πρώτο βήμα της προσομοίωσης Μόντε Κάρλο αποτελεί η εισαγωγή των δεδομένων των κορυφαίων σε πωλήσεις μοντέλων στο Microsoft Excel, με διαχωρισμό ανά έτος και κατηγορία, δημιουργώντας έτσι 4 σελίδες δεδομένων. Σκοπός αυτής της διαδικασίας είναι η δημιουργία ενός αλγορίθμου ο οποίος θα επιλέγει τυχαία κάποιο μοντέλο ηλεκτρικού αυτοκινήτου ανάλογα με τις πωλήσεις του στην Ελλάδα για το 2022 και το 2023.

Σε κάθε επανάληψη ο αλγόριθμος πρώτα θα επιλέγει ανάμεσα στις 2 κατηγορίες ηλεκτρικών αυτοκινήτων και αναλόγως την κατηγορία κάποιο συγκεκριμένο μοντέλο της. Για τον διαχωρισμό των BEV από τα PHEV, αθροίζουμε τις συνολικές πωλήσεις τους για το 2022 και 2023, αλλά αυτές του 2023 τις πολλαπλασιάζουμε με βάρος 1,3, για να δώσουμε έμφαση στο γεγονός ότι δίνουν μια πιο πρόσφατη εικόνα της αγοράς. Οι σταθμισμένες πωλήσεις των BEV είναι ίσες με:

$$\text{Πωλήσεις 2022} + \text{Βάρος 2023} * \text{Πωλήσεις 2023} = 2827 + 1,3 * 6379 = 11119,7.$$

Αντίστοιχα οι σταθμισμένες πωλήσεις των PHEV είναι:

$$\text{Πωλήσεις 2022} + \text{Βάρος 2023} * \text{Πωλήσεις 2023} = 5493 + 1,3 * 8836 = 16979,8.$$

Επομένως η πιθανότητα επιλογής μοντέλου BEV είναι οι σταθμισμένες πωλήσεις τους προς το άθροισμα των σταθμισμένων πωλήσεων δηλαδή: $11119,7 / (11119,7 + 16979,8) = 39,57\%$, ενώ αντίστοιχα των PHEV: $16979,8 / (11119,7 + 16979,8) = 60,43\%$. Έτσι πραγματοποιείται το πρώτο βήμα του αλγορίθμου που είναι η επιλογή αναμεσα σε BEV και PHEV.

Στη συνέχεια εφαρμόζουμε την ίδια στρατηγική για τις σταθμισμένες πωλήσεις και σε αυτές των κορυφαίων μοντέλων. Για τον υπολογισμό των σταθμισμένων πιθανοτήτων του κάθε μοντέλου, θα χρησιμοποιήσουμε την ακόλουθη σχέση:

Σταθμισμένη πιθανότητα επιλογής μοντέλου

$$= \frac{\text{πωλήσεις μοντέλου} * \text{βάρος ετους πώλησης}}{\text{συνολικές σταθμισμένες πωλήσεις κατηγορίας}}$$

Για παράδειγμα, ξανά για το VolvoXC40 το 2023, η σταθμισμένη πιθανότητα επιλογής του είναι:

$$\text{Σταθμισμένη πιθανότητα επιλογής VolvoXC40} = \frac{824 * 1,3}{16979,8} = 6,3\%$$

Με τον ίδιο τρόπο υπολογίζεται η σταθμισμένη πιθανότητα επιλογής όλων των μοντέλων. Αθροίζοντας τις σταθμισμένες πιθανότητες επιλογής για κάθε κατηγορία, δημιουργείται μία στήλη με τις αθροιστικές πιθανότητες επιλογής, οι οποίες σε κάθε κατηγορία είναι ίσες με 100%. Αφού επιλεγεί ο τύπος του αυτοκινήτου, δημιουργείται ένας τυχαίος αριθμός μέσω της εντολής rand και βάση του μεγέθους του και των αθροιστικών πιθανοτήτων κάθε κατηγορίας επιλέγεται το συγκεκριμένο μοντέλο, για το οποίο έχουμε εισάγει τα βασικά χαρακτηριστικά του όπως χωρητικότητα μπαταρίας, αυτονομία και κατανάλωση. Η ίδια διαδικασία επαναλαμβάνεται για το πλήθος των αυτοκινήτων που εξετάζεται σε κάθε σενάριο διεξόδου.

Εάν αθροίσουμε την χωρητικότητα κάθε επιλεγμένου μοντέλου παίρνουμε τη συνολική αποθηκευτική ικανότητα του στόλου, ενώ με την εντολή average υπολογίζουμε τον μέσο όρο κατανάλωσης ο οποίος θα χρησιμοποιηθεί αργότερα. Μία ακόμη παράμετρος που μπορεί να υπολογιστεί είναι η ετήσια κατανάλωση ενέργειας (kWh) κάθε αυτοκινήτου και όλου του στόλου. Για ένα αυτοκίνητο είναι το γινόμενο της ετήσιας απόστασης (σε km) επί την κατανάλωσή του (σε kWh/km). Το 2021 στην Ελλάδα, η μέση απόσταση ήταν ίση με 10.780 km [27]. Καθώς οι καταναλώσεις των μοντέλων ποικίλλουν, αντίστοιχα θα ποικίλει

και η ετήσια κατανάλωση του κάθε αυτοκινήτου. Πιο συγκεκριμένα παρατηρήθηκαν τιμές από 1.510 kWh έως 3.160 kWh ετήσιας κατανάλωσης ενέργειας για να καλυφθούν τα 10.780 km. Αθροίζοντας τις ετήσιες καταναλώσεις κάθε αυτοκινήτου προκύπτει η ετήσια συνολική απαιτούμενη ενέργεια φόρτισης του στόλου.

3.3.2 Επιλογή επιπέδου ισχύος φόρτισης

Για το επίπεδο φόρτισης των αυτοκινήτων, σύμφωνα με τους Μιτρακούδη και Αλεξιάδη που πραγματοποιούν αντίστοιχη προσομοίωση για το ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία εναρμονίζεται με την ελληνική νομοθεσία (απόφαση του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας αριθ. 4743, 2021 για το νόμο 4495/2017), τα επίπεδα φόρτισης που εξετάστηκαν στην προσομοίωση ήταν 3,7 kW για φόρτιση σε κατοικίες, 7,2, 11 και 22 kW για φόρτιση στην εργασία και 22-150 kW για γρήγορη φόρτιση σε χώρους δημόσιας πρόσβασης [4]. Για λόγους απλοποίησης για τους δημόσιους χώρους φόρτισης, θα χρησιμοποιηθούν οι ισχύς των 50, 100 και 150 kW.

Μέσω της προσομοίωσης Μόντε Κάρλο, που αξιοποιούσε δεδομένα για όλους τους επιδραστικούς παράγοντες στη δημιουργία καμπύλης φορτίου, δημιουργήθηκε η συνολική καμπύλη φορτίου και εξήχθησαν ορισμένα συμπεράσματα αναφορικά με τις φορτίσεις τα οποία θα χρησιμοποιηθούν και σε αυτή την προσομοίωση.

Πραγματοποιήθηκαν σύνολο 1.074.274 φορτίσεις σε 1 χρόνο, από τις οποίες περίπου το 75% ήταν οικιακές φορτίσεις, ειδικότερα νυχτερινές φορτίσεις (53,3%) και υπολειμματικές φορτίσεις (22,1%). Οι υπολειμματικές φορτίσεις είναι φορτίσεις στο σπίτι οι οποίες είτε διακόπηκαν πριν ολοκληρωθούν γιατί έπρεπε να αναχωρήσει το αυτοκίνητο, είτε πραγματοποιούνταν κατά τη διάρκεια της ημέρας. Θεωρήθηκε ότι περίπου ένα στα επτά ηλεκτρικά αυτοκίνητα είχε πρόσβαση σε φόρτιση στο χώρο εργασίας, γι' αυτό και κατείχαν μικρότερο ποσοστό των συνολικών φορτίσεων. Ωστόσο, επειδή αυτή η μελέτη πραγματοποιήθηκε το 2022 και η εγκατάσταση των σταθμών φόρτισης εξελίσσεται με ταχείς ρυθμούς, θα θεωρηθεί σε αυτή την προσομοίωση ότι τα 2/3 (66,7%) των φορτίσεων θα πραγματοποιηθούν στο σπίτι με ισχύ 3,7 kW και το υπόλοιπο 1/3 σε εξωτερικό χώρο (εργασία είτε δημόσιο χώρο). Ειδικότερα, υποθέτουμε ότι το 18,3% πραγματοποιείται στον εργασιακό χώρο, οι οποίες μοιράζονται ισόποσα με ποσοστό 6,1% σε ισχύ 7,2, 11 και 22 kW. Το υπολειπόμενο 15% των φορτίσεων πραγματοποιείται σε δημόσιο χώρο με ισόποση πιθανότητα 5% για ισχύ 50, 100 και 150 kW.

Χρησιμοποιώντας αυτές τις πιθανότητες επιλέγεται σε κάθε επανάληψη η τοποθεσία φόρτισης του αυτοκινήτου και η ανάλογη ισχύς. Αθροίζουμε το σύνολο των ισχύων που

έχουν προκύψει και έτσι υπολογίζεται η συνολική ισχύς σύνδεσης του στόλου στο δίκτυο Pline.

3.4 Τελικό μοντέλο εκτίμησης φορτίου για είσοδο στο EnergyPLAN

Μετά την εκτέλεση της προσομοίωσης Μόντε Κάρλο, το μοντέλο έχει εκχωρήσει τιμές για κάθε όχημα σχετικά με τον τύπο του, που περιλαμβάνει την χωρητικότητα της μπαταρίας και την κατανάλωση ενέργειας, καθώς και την ισχύ φόρτισης του. Ωστόσο, αυτή η μοντελοποίηση δεν επαρκεί για την εκτίμηση του φορτίου των ηλεκτρικών αυτοκινήτων, καθώς ακόμη δεν έχει ληφθεί υπόψη η στρατηγική της φόρτισης των αυτοκινήτων, η κατάσταση φόρτισης, η οδηγική συμπεριφορά και οι προτιμήσεις των οδηγών. Σε αυτό το σημείο, θα αποτελέσει ένα ιδιαίτερο χρήσιμο εργαλείο το μοντέλο του λογισμικού EnergyPLAN, στο κομμάτι του μεταφορικού τομέα που περιλαμβάνει και τις στρατηγικές έξυπνης φόρτισης και V2G. Η μελέτη των Lund και Kempton συνιστά έναν εξαιρετικά χρήσιμο οδηγό για την εφαρμογή στρατηγικών φόρτισης στο EnergyPLAN, σε έναν στόλο ηλεκτρικών αυτοκινήτων που διεισδύει σε ένα ορισμένο ΣΗΕ [12], ενώ ιδιαίτερα βοηθητικός είναι και ο οδηγός χρήσης του λογισμικού [28]. Επομένως, τα δεδομένα της μελέτης θα διαμορφωθούν με τρόπο ώστε να γίνει δυνατή η είσοδός τους στο λογισμικό. Μέσω αυτής της διαδικασίας, θα είναι δυνατή η εκτίμηση του φορτίου, καθώς θα ληφθούν υπόψη και οι υπόλοιποι παράγοντες που το καθορίζουν.

3.4.1 Μεταβλητές εισόδου

Στον Πίνακα 3.6 παρατίθενται οι απαραίτητες μεταβλητές εισόδου στο μοντέλο EnergyPLAN για τον καθορισμό της σύνδεσης των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο δίκτυο με στρατηγική V2G.

Πίνακας 3.6: Μεταβλητές εισόδου των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο μοντέλο EnergyPLAN

Μεταβλητή	Σημασία
D_{EV}	Ζήτηση μεταφοράς ηλεκτρικών αυτοκινήτων σε TWh/έτος (ζήτηση από το δίκτυο)
d_{EV}	Η κατανομή της ζήτησης μεταφοράς σε 8784 ωριαίες τιμές. (Οι αριθμοί είναι σχετικοί, π.χ. ο καθένας κυμαίνεται από 0-1).
Pline	Η ικανότητα ισχύος της σύνδεσης του δικτύου με τα οχήματα σε MW

V2GDrivingShare	Το μέγιστο μερίδιο των αυτοκινήτων V2G που είναι οδηγούν κατά τη διάρκεια της ώρας αιχμής της ζήτησης
η_{Charger}	Η αποδοτικότητα της σύνδεσης του δικτύου με τη μπαταρία (φορτιστής)
η_{Inverter}	Η αποδοτικότητα της σύνδεσης της μπαταρίας με το δίκτυο (inverter)
Es	Η αποθηκευτική ικανότητα της μπαταρίας σε GWh
V2GConnectionShare	Το ποσοστό των σταθμευμένων αυτοκινήτων V2G που είναι συνδεδεμένα με το δίκτυο

Όλες οι εισοδοί εκφράζονται για το σύνολο του συστήματος που αναλύεται και για το σύνολο του στόλου οχημάτων στην περιοχή εξυπηρέτησης του εν λόγω συστήματος. Έτσι, για παράδειγμα, η μέγιστη δυναμικότητα ισχύος σύνδεσης του συστήματος Pline υπολογίζεται ως η ισχύς σύνδεσης ενός μεμονωμένου αυτοκινήτου την οποία πολλαπλασιάζουμε με το μέγιστο αριθμό αυτοκινήτων που είναι συνδεδεμένα ανά πάσα στιγμή. Ωστόσο, στη συγκεκριμένη μελέτη που έχει προηγηθεί η προσομοίωση Μόντε Κάρλο για το επίπεδο φόρτισης των αυτοκινήτων, η Pline ισούται με το άθροισμα της ισχύος σύνδεσης του κάθε αυτοκινήτου που αποτελεί τον στόλο.

Ομοίως, ολόκληρο το σύνολο των μπαταριών του στόλου μοντελοποιείται ως μία ενιαία μπαταρία, με το επίπεδο της αποθηκευμένης ενέργειας (Es) να είναι κυμαινόμενο, φορτίζεται μέσω της σύνδεσης στο δίκτυο και εκφορτίζεται είτε κατά τη διάρκεια της οδήγησης είτε μέσω της διαδικασίας παροχής ενέργειας στο δίκτυο V2G.

Από τη στιγμή που τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα BEV και PHEV αντιμετωπίζονται από το EnergyPLAN ως ένας στόλος και όπως προαναφέρθηκε ορισμένες σημαντικές μεταβλητές όπως η Pline και η Es είναι εξαρτώμενες από τον αριθμό των οχημάτων, καθίσταται αναγκαίος ο προσδιορισμός του επιπέδου διεύθυνσης των ηλεκτρικών αυτοκινήτων. Σύμφωνα με την αναθεωρημένη έκδοση του ΕΣΕΚ, μελετώνται δύο σενάρια – στόχοι διεύθυνσης των ηλεκτρικών οχημάτων έως το 2030 [2]. Το πρώτο είναι το σενάριο βάσης, το οποίο θα επιτευχθούν οι στόχοι του εάν συνεχιστούν τα υφιστάμενα μέτρα όπως το Κινούμαι Ηλεκτρικά 3, χωρίς την εφαρμογή πρόσθετων μέτρων. Σύμφωνα με αυτό λοιπόν, θέτει στόχο για το 2030 για τα BEV και PHEV, μερίδιο επί της ετήσιας αγοράς ίσο με 30% και συνολικά 54.877 νέα ηλεκτρικά αυτοκίνητα. Συνολικά σε αυτό το σενάριο υπολογίζεται ότι το 2030 θα κυκλοφορούν 265.784 ηλεκτρικά αυτοκίνητα. Για λόγους απλοποίησης, σε αυτή τη μελέτη θα εξεταστεί η λειτουργία του ελληνικού ΣΗΕ με 265.000 ηλεκτρικά αυτοκίνητα το 2030 για το πρώτο σενάριο. Στο δεύτερο σενάριο, το οποίο χαρακτηρίζεται ως αισιόδοξο, η επίτευξη των καθορισμένων στόχων του εξαρτάται από την εφαρμογή ενισχυμένων πολιτικών μέτρων που προωθούν την ηλεκτροκίνηση. Σε αυτό το σενάριο,

θεωρείται ότι οι ενισχυμένες πολιτικές θα έχουν θετικά αποτελέσματα όχι μόνο στην αγορά ηλεκτρικών οχημάτων αλλά και γενικότερα στην αγορά επιβατικών οχημάτων. Ως αποτέλεσμα, τα νέα ηλεκτρικά αυτοκίνητα BEV και PHEV θα καταλαμβάνουν το 50% της αγοράς το 2030, το οποίο θα αντιστοιχεί σε 108.304 νέα οχήματα, ενώ εκτιμάται ότι θα κυκλοφορούν συνολικά 430.631 ηλεκτρικά αυτοκίνητα. Επομένως το δεύτερο σενάριο αυτής της μελέτης θα διερευνήσει τη διείσδυση 430.000 ηλεκτρικών αυτοκινήτων το 2030.

Μια σημαντική είσοδος είναι η ωριαία κατανομή της ζήτησης μεταφοράς (dEV). Αυτή η κατανομή ουσιαστικά καλύπτει την παράμετρο της οδηγικής συμπεριφοράς, η οποία δεν προσδιορίστηκε από την προσομοίωση Μόντε Κάρλο. Τέτοιες έρευνες συνήθως διεξάγονται από εθνικούς ή τοπικούς φορείς (π.χ. στατιστικές υπηρεσίες, υπουργεία μεταφορών) ή από ερευνητικά κέντρα. Καθώς δεν ήταν δυνατή η εύρεση μίας μελέτης για την ωριαία ζήτηση μεταφοράς στην Ελλάδα, σε αυτή την εργασία θα χρησιμοποιηθεί μία αντίστοιχη μελέτη του 2016 για την Ιταλία [29]. Αν και οι οδηγικές συνήθειες μεταξύ Ελλήνων και Ιταλών δε γίνεται να ταυτίζονται, κρίθηκε προτιμότερο να αξιοποιηθεί μία τέτοια μελέτη, η οποία αποτελείται από πραγματικά ωριαία δεδομένα, από κάποια προσομοίωση ή υποθέσεις αναφορικά με την οδηγική συμπεριφορά.

Με την ωριαία κατανομή της ζήτησης μεταφοράς προσδιορίζουμε πόσα αυτοκίνητα V2G βρίσκονται σε κυκλοφορία και κατά συνέπεια δεν είναι συνδεδεμένα στο δίκτυο. Εάν συνδυαστεί με τη μεταβλητή V2GDrivingShare (το μέγιστο ποσοστό των αυτοκινήτων V2G που οδηγούν κατά την ώρα αιχμής της ζήτησης) και τη V2GConnectionShare (το ποσοστό των σταθμευμένων αυτοκινήτων που είναι πραγματικά συνδεδεμένα κατά τη διάρκεια μιας ώρας), καθορίζεται το ποσοστό του στόλου V2G που είναι διαθέσιμο στο ηλεκτρικό σύστημα σε κάθε δεδομένη ώρα. Παράλληλα, η dEV στοχεύει στον καθορισμό της εκφόρτισης της συνολικής μπαταρίας του στόλου κατά την οδήγηση των αυτοκινήτων.

Η ετήσια ωριαία ζήτηση ενέργειας και ταυτόχρονα η εκφόρτιση του στόλου υπολογίζεται από την ακόλουθη σχέση:

$$e_{EV} = \left(D_{EV} * d_{EV} / \sum d_{EV} \right) * \eta_{Charger}$$

Παράλληλα, η ισχύς σύνδεσης με το δίκτυο του συνολικού στόλου V2G σε ωριαία βάση (p_{V2G}) θα υπολογίζεται ως εξής:

$$P_{V2G} = P_{line} * V2GConnectionShare * [(1 - V2GDrivingShare) + V2GDrivingShare * (1 - d_{EV} / \text{Max}(d_{EV}))]$$

Ο τύπος αυτός αποτελείται από τρεις παράγοντες. Ο πρώτος παράγοντας είναι η P_{line} , η οποία είναι η ικανότητα ισχύος της σύνδεσης του δικτύου με τα οχήματα σε MW. Αυτό

πολλαπλασιάζεται με το $V2GConnectionShare$, το ποσοστό των σταθμευμένων οχημάτων που είναι συνδεδεμένα στο δίκτυο. Ο τρίτος παράγοντας που βρίσκεται σε αγκύλες, υπολογίζει το κλάσμα των οχημάτων που βρίσκονται στο δρόμο κάθε ώρα. Αυτός ο παράγοντας είναι το άθροισμα δύο όρων. Ο πρώτος ($1 - V2GDrivingShare$), εκφράζει το ελάχιστο κλάσμα των οχημάτων που είναι σταθμευμένα. Ο δεύτερος όρος είναι το επιπλέον ποσοστό των οχημάτων που είναι σταθμευμένα κατά τις ώρες μη αιχμής. Το ωριαίο ποσοστό των σταθμευμένων οχημάτων μπορεί να αντληθεί από την ωριαία ζήτηση μεταφοράς του στόλου που είναι γνωστή ως δεδομένο εισόδου. Από τον τύπο αυτό προκύπτει P_{V2G} , η ισχύς όλων των συνδεδεμένων οχημάτων $V2G$, σε κάθε δεδομένη ώρα. Με αυτόν τον τρόπο, υπολογίζεται η συνολική χωρητικότητα ισχύος από τη χωρητικότητα της γραμμής και τον αριθμό των συνδεδεμένων οχημάτων, αλλά χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η διαθεσιμότητα ενέργειας για τη φόρτιση της συνολικής μπαταρίας του στόλου.

Επομένως, για να πραγματοποιηθεί ο υπολογισμός της P_{V2G} , είναι απαραίτητες οι τιμές των μεταβλητών του παραπάνω τύπου. Όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενη παράγραφο, το ποσοστό των κινούμενων αυτοκινήτων δεν ξεπερνάει το 20% ακόμη και στις ώρες αιχμής κίνησης. Γι' αυτό το λόγο, θα ορίσουμε την παράμετρο $V2GDrivingShare$ που θα αντιπροσωπεύει το μέγιστο ποσοστό ηλεκτρικών αυτοκινήτων που κινείται στις ώρες αιχμής ίση με 0,2 ή 20%. Παράλληλα, θα υποθέσουμε πως το 70% των σταθμευμένων αυτοκινήτων είναι συνδεδεμένο στο δίκτυο με τη μεταβλητή $V2GConnectionShare$, η οποία θεωρείται μία λογική τιμή ειδικά εάν προσφερθούν και οικονομικά κίνητρα για να παραμένουν συνδεδεμένα τα αυτοκίνητα όταν είναι σταθμευμένα.

3.4.2 Μέθοδος λειτουργίας του μοντέλου

Όπως σημειώθηκε προηγουμένως, οι μπαταρίες του στόλου των ηλεκτρικών αυτοκινήτων μοντελοποιούνται σαν να υπήρχε μία ενιαία μπαταρία για ολόκληρο τον στόλο οχημάτων. Η συνολική χωρητικότητα της μπαταρίας διαμορφώνεται ως το άθροισμα όλων των επιμέρους μπαταριών. Ωστόσο, στην πραγματικότητα η συνολική χωρητικότητα της μπαταρίας είναι δεν είναι διαθέσιμη συνεχώς, καθώς ορισμένα από τα αυτοκίνητα θα βρίσκονται σε κίνηση και δεν μπορούν να συνδεθούν στο δίκτυο είτε για φόρτιση είτε για αποφόρτιση, ενώ άλλα θα πρέπει να κινηθούν τις επόμενες ώρες και επομένως δεν γίνεται να αποφορτιστούν.

Επίσης, το μοντέλο υποθέτει για λόγους απλότητας ότι οι μπαταρίες για τα αυτοκίνητα είναι πλήρως φορτισμένες όταν αποσυνδέονται και ξεκινούν οδήγηση. Συνεπώς, το μοντέλο δεν θα επωφελούταν ιδιαίτερα από τη χωριστή καταγραφή του ποσοστού της ενιαίας

μπαταρίας που δεν είναι συνδεδεμένο κάθε ώρα, δεδομένου ότι αυτό το τμήμα θα είχε κατά κανόνα φορτιστεί πλήρως εντός της ώρας. Για το μικρό κλάσμα των αυτοκινήτων που οδηγούν για περισσότερο από 1 ώρα, θα αποφορτιστούν λίγο από τη μία ώρα στην άλλη, οδηγώντας σε χαμηλότερη συνολική φόρτιση στην πραγματικότητα σε σχέση με αυτό που υπολογίζεται από το μοντέλο. Έτσι, η κατάσταση φόρτισης SOC θεωρείται κάθε φορά ίση με 100%. Μια άλλη υπόθεση είναι ότι τα αυτοκίνητα είναι συνδεδεμένα στο δίκτυο όταν δεν οδηγούν, σε ποσοστό 70% που αντιπροσωπεύει η μεταβλητή V2GConnectionShare. Για να γίνει αυτό δυνατό, πρέπει οι τοποθεσίες στάθμευσης μεγάλης διάρκειας, όπως οι χώροι στάθμευσης στους χώρους εργασίας και στους σταθμούς μέσων μαζικής μεταφοράς, να έχουν πρόσβαση στο δίκτυο. Στην πραγματικότητα, αυτό δεν είναι εφικτό για όλες τις περιπτώσεις στάθμευσης κατά τη διάρκεια της ημέρας, διότι ναι μεν το δίκτυο σταθμών φόρτισης αναπτύσσεται ραγδαία αλλά δεν είναι ακόμη προετοιμασμένο να υποδεχθεί μία μαζική διείσδυση οχημάτων τα οποία θα είναι συνδεδεμένα το μεγαλύτερο κομμάτι της ημέρας. Για να μπορέσουμε να λάβουμε υπόψη αυτή την παράμετρο, θα πραγματοποιήσουμε απλώς μια μικρή μείωση της τάξης του 10% στην τιμή εισόδου της συνολικής χωρητικότητας της μπαταρίας Es.

Αναφορικά με τις στρατηγικές φόρτισης, το λογισμικό παρέχει δύο επιλογές: την μη ελεγχόμενη φόρτιση και την έξυπνη φόρτιση. Στην πρώτη, το λογισμικό υπολογίζει την ωριαία φόρτιση σύμφωνα με την κατανομή της ζήτησης μεταφοράς. Προφανώς αυτή κρίνεται ως η χειρότερη επιλογή και θα χρησιμοποιηθεί μόνο όπου κριθεί απαραίτητο.

Αντιθέτως, η έξυπνη φόρτιση αποτελεί ένα νέο είδος συντονισμένης φόρτισης που υλοποιείται με τη βοήθεια του λογισμικού,. Η έξυπνη φόρτιση στο EnergyPLAN περιλαμβάνει ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης με στόχο τη διαχείριση του φορτίου των ηλεκτρικών οχημάτων προκειμένου να μειωθεί η υπάρχουσα περίσσεια παραγωγής ενέργειας (ΠΠΕ) του ΣΗΕ, κατανέμοντας τη ζήτηση για τη φόρτιση των οχημάτων σε αυτές τις περιόδους. Όταν εφαρμόζεται, το μοντέλο μεγιστοποιεί την απεξάρτηση από πηγές ορυκτών καυσίμων για τη σταθεροποίηση του δικτύου, αξιοποιώντας την εκφόρτιση της αποθηκευμένης ενέργειας των οχημάτων μέσω της V2G. Σε περίπτωση έλλειψης περίσσειας ενέργειας, το λογισμικό επιθεωρεί τις απαιτήσεις οδήγησης των επόμενων ωρών και επιβάλλει τις απαραίτητες και μόνο φορτίσεις. Σε αυτή την περίπτωση, ο αλγόριθμος καλεί τις διαθέσιμες πηγές για την φόρτιση των μπαταριών πριν από τις περιόδους οδήγησης, έχοντας ως προτεραιότητα τις πηγές με λιγότερη ένταση άνθρακα. Τελευταία επιλογή σε αυτή τη διαδικασία αποτελεί η ενεργοποίηση ή ενίσχυση της λειτουργίας των μονάδων

παραγωγής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα. Αξίζει να αναφερθεί το γεγονός ότι το λογισμικό δεν λαμβάνει υπόψη τη φθορά των μπαταριών με την πάροδο του χρόνου.

Τέλος, αξίζει να σημειωθεί ότι τα ζητήματα που αφορούν την ποιότητα της ισχύος, όπως οι διακυμάνσεις της συχνότητας και της τάσης, δεν λαμβάνονται υπόψη από τις προσομοιώσεις με χρονικό βήμα μίας ώρας, όπως στο EnergyPLAN.

Κεφάλαιο 4

Εισαγωγή δεδομένων στο λογισμικό EnergyPLAN

4.1 Το λογισμικό EnergyPLAN

Το EnergyPLAN αποτελεί ένα εργαλείο ανάλυσης ενεργειακών συστημάτων που δημιουργήθηκε με στόχο τη μελέτη και την έρευνα του σχεδιασμού μελλοντικών βιώσιμων ενεργειακών λύσεων με ιδιαίτερη έμφαση στα ενεργειακά συστήματα με υψηλό ποσοστό ΑΠΕ. Πρόκειται για ένα εργαλείο που είναι δωρεάν, φιλικό προς το χρήστη και απαρτίζεται από φύλλα καρτελών ενώ έχει προγραμματιστεί σε Delphi Pascal. Ο κύριος σκοπός του είναι να συνδράμει στη διαμόρφωση εθνικών ενεργειακών πολιτικών παρέχοντας τεχνικές, οικονομικές και περιβαλλοντικές αναλύσεις των συνεπειών των διαφόρων επιλογών και επενδύσεων.

Η προσομοίωση στο EnergyPLAN πραγματοποιείται για μία χρονική περίοδο ενός δίσεκτου έτους, με ανάλυση σε ωριαίο επίπεδο. Αυτό συνεπάγεται ότι η συνολική παραγωγή και ζήτηση ενέργειας ορίζεται εξωγενώς με τη χρήση ωριαίων χρονοσειρών. Ο λόγος είναι ότι η ενσωμάτωση των ΑΠΕ αποτελεί βασική εστίαση για το EnergyPLAN. Επομένως, είναι κρίσιμο να ληφθούν επαρκώς υπόψη οι διακυμάνσεις που είναι στη φύση των ΑΠΕ. Αυτό το απαιτούμενο ωριαίο επίπεδο προσομοίωσης έρχεται σε αντίθεση με ορισμένα λογισμικά σεναρίων, τα οποία χρησιμοποιούν ετήσια βάση προσομοίωσης και με εργαλεία βελτιστοποίησης που βασίζονται σε χρονικές τομές, όπου προσδιορίζονται ωριαίες δειγματοληπτικές περίοδοι για πιο εμπειριστατωμένες αναλύσεις. Η ωριαία ανάλυση επιτρέπει στον χρήστη να διερευνά σε ωριαία βάση, ημερήσιες, εβδομαδιαίες και εποχιακές διαφορές στην παραγωγή και ζήτηση ενέργειας και θερμότητας.

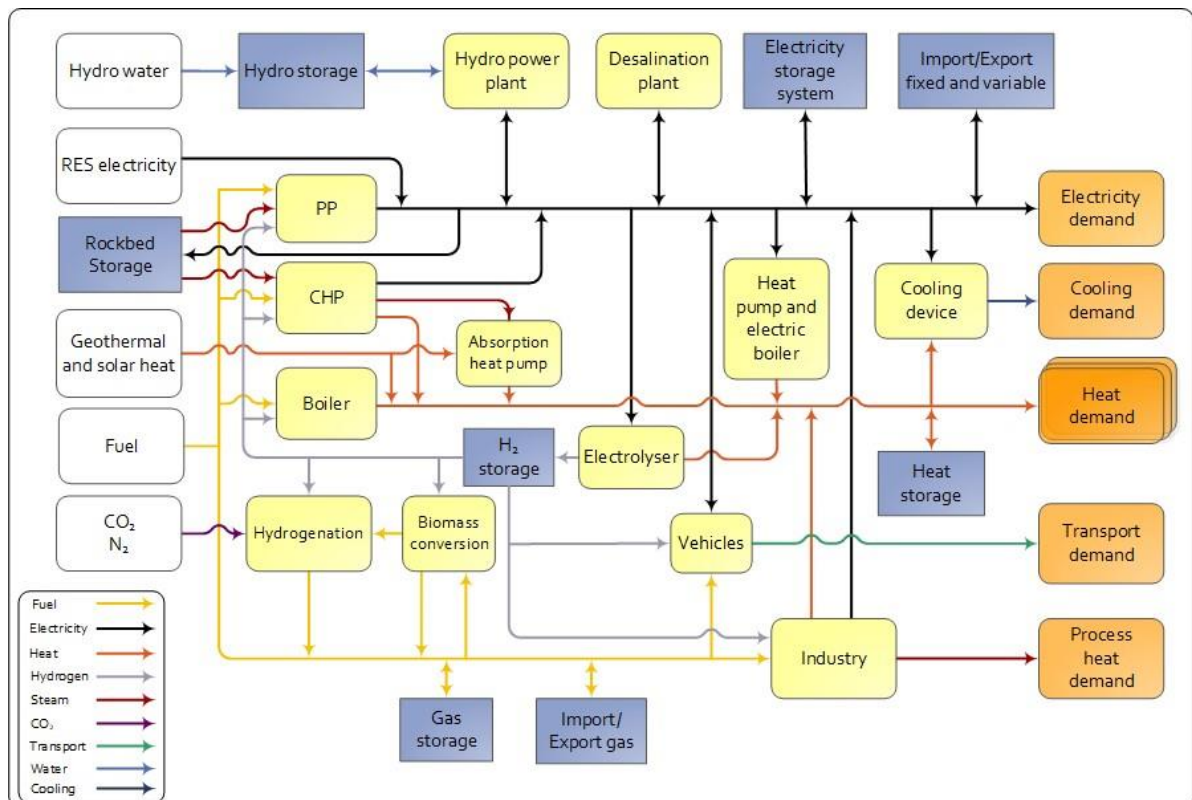
Παράλληλα, το EnergyPLAN είναι ένα ντετερμινιστικό μοντέλο εισροών και εκροών. Τα κύρια δεδομένα που εισάγονται στο λογισμικό είναι η ζήτηση, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η χωρητικότητα των σταθμών παραγωγής ενέργειας, τα κόστη των μονάδων και μια σειρά προαιρετικών διαφορετικών στρατηγικών ρύθμισης με έμφαση στις εισαγωγές και εξαγωγές ενέργειας και την πλεονάζουσα παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι εκροές περιλαμβάνουν τα ενεργειακά ισοζύγια και τις προκύπτουσες ετήσιες παραγωγές, την κατανάλωση καυσίμων, την εισαγωγή ή εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τα συνολικά

κόστη του συστήματος, στα οποία συμπεριλαμβάνονται τα έσοδα που προκύπτουν από την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Σε αυτό το λογισμικό είναι προτιμητέα η μοντελοποίηση μιας ποικιλίας επιλογών προκειμένου να είναι δυνατή η μεταξύ τους σύγκριση και όχι η ανάπτυξη μιας βέλτιστης λύσης βάσει προκαθορισμένων προϋποθέσεων. Με τη χρήση αυτής της μεθοδολογίας, καθίσταται εφικτή η απεικόνιση μίας παλέτας επιλογών για το σύστημα ενέργειας αντί μίας βασικής λύσης. Γι' αυτό το λόγο το EnergyPLAN μπορεί να θεωρηθεί περισσότερο ένα εργαλείο προσομοίωσης αντί για βελτιστοποίησης, ανεξάρτητα από το γεγονός ότι το μοντέλο ενσωματώνει κάποιες διαδικασίες βελτιστοποίησης.

Επιπρόσθετα, το EnergyPLAN αποσκοπεί στη μοντελοποίηση της τελικής κατάστασης του ενεργειακού συστήματος και όχι της αρχικής. Η έμφαση δίνεται στη μελλοντική λειτουργία και διαμόρφωση του ενεργειακού συστήματος, παρά στην τρέχουσα κατάστασή του. Γι' αυτό το λόγο, στο μοντέλο περιλαμβάνεται μία σχετικά αναλυτική μοντελοποίηση των τεχνολογιών του μέλλοντος, με παράδειγμα τα συνθετικά καύσιμα και την αεριοποίηση της βιομάζας, ενώ μία πιο ομαδοποιημένη μοντελοποίηση για τις σημερινές τεχνολογίες, με παράδειγμα τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, εστιάζοντας έτσι στο μέλλον και όχι στο παρόν.

Ο σχεδιασμός του λογισμικού εστιάζει στην εξέταση του πλήρους ενεργειακού συστήματος ως σύνολο (Εικόνα 4.1). Στην Εικόνα 4.1 αντικατοπτρίζεται η ροή ορισμένων σημαντικών παραμέτρων για ένα σύστημα όπως το καύσιμο με κίτρινα βέλη και ο ηλεκτρισμός με μαύρα και αποτυπώνονται όλες οι μεταβλητές που χρησιμοποιεί το μοντέλο και η αλληλεπίδρασή τους. Ιδιαίτερα σημαντικό είναι το γεγονός ότι η ενσωμάτωση της ενέργειας από ΑΠΕ στο ΣΗΕ, η οποία χαρακτηρίζεται από τη μεταβλητότητά της, με την αρωγή από τεχνολογίες έξυπνων δικτύων, θεωρείται μία βασική πρόκληση με σκοπό την υλοποίηση φιλικών προς το περιβάλλον ενεργειακών συστημάτων. Συνεπώς, η σχεδίαση του λογισμικού παρέχει τη δυνατότητα αξιοποίησης των έξυπνων δικτύων σε συνδυασμό με τις ΑΠΕ, των οποίων η ενέργεια μπορεί να αξιοποιηθεί πέρα από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είτε για εξοικονόμηση ενέργειας μέσω συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας είτε μετατρέπεται σε εναλλακτικούς φορείς ενέργειας όπως το υδρογόνο [30, 31].



Εικόνα 4.1: Απεικόνιση του διαγράμματος ροής στο οποίο βασίζεται το EnergyPLAN

Αρχικά, κατασκευάζεται ένα σύστημα βάσης για να επιτραπεί στο EnergyPLAN να προσομοιώσει με ακρίβεια το απαιτούμενο σύστημα. Το σύστημα βάσης δεν χρειάζεται χρηματοοικονομικά δεδομένα, διότι επικεντρώνεται μόνο στην άρτια λειτουργία του. Αφού κατασκευαστεί το σύστημα βάσης το οποίο βασίζεται σε τεχνικά δεδομένα εισόδου, είναι δυνατή η προσθήκη δεδομένων καυσίμου, λειτουργίας και επενδύσεων για να πραγματοποιηθεί μια ανάλυση του ενεργειακού συστήματος που περιλαμβάνει τον οικονομικό και περιβαλλοντικό τομέα. Τέλος, μπορεί να προστεθεί το κόστος της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να προσομοιωθεί το σύστημα σε συνδυασμό με αγορά ή πώληση ενέργειας από εξωτερικές αγορές. Ως αποτέλεσμα, μπορούν να αναπτυχθούν διαφορετικές προσεγγίσεις και να συγκριθούν οι επιπτώσεις τους σε πολλαπλούς τομείς. Σε αυτή την εργασία, σύστημα βάσης θα αποτελέσει το ελληνικό ΣΗΕ του 2023.

Όπως προαναφέρθηκε, το λογισμικό προσομοιώνει την ωριαία λειτουργία ενός συστήματος για χρονικό διάστημα ενός δίσεκτου έτους. Επομένως, ορισμένα δεδομένα εισόδου αποτελούν χρονοσειρές 8.784 σημείων, τα οποία είτε κυμαίνονται μεταξύ των τιμών 0 και 1, είτε έχουν πραγματικές τιμές τις οποίες επεξεργάζεται το λογισμικό διαιρώντας τες με τη μέγιστη τιμή της κατανομής.

Σε αυτό το Κεφάλαιο θα πραγματοποιηθεί η εισαγωγή των απαραίτητων δεδομένων για την κατασκευή του συστήματος βάσης και προσομοίωση του ελληνικού ΣΗΕ στο EnergyPLAN, τα οποία θα αναλυθούν περαιτέρω στην εκάστοτε κατηγορία που τα χωρίζει το λογισμικό.

4.2 Ζήτηση ενέργειας

Το πρώτο βήμα είναι η συμπλήρωση της καρτέλας της ζήτησης ενέργειας του λογισμικού. Η συνολική ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται σε TWh ανά έτος και είναι το άθροισμα της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε όλους τους τομείς.

Αρχικά, στην καρτέλα του ηλεκτρισμού (Εικόνα 4.2), εισάγουμε τη συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας η οποία ήταν ίση με 48 TWh και την ωριαία κατανομή της για το 2023, στοιχεία που αντλήθηκαν από το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ENTSO-E) [32]. Επίσης εισάγουμε το ισοζύγιο εισαγωγών/εξαγωγών ενέργειας, όπου σύμφωνα με τα μηνιαία δελτία ενέργειας του ΑΔΜΗΕ η Ελλάδα εισήγαγε συνολικά 4,91 TWh το 2023 [33].

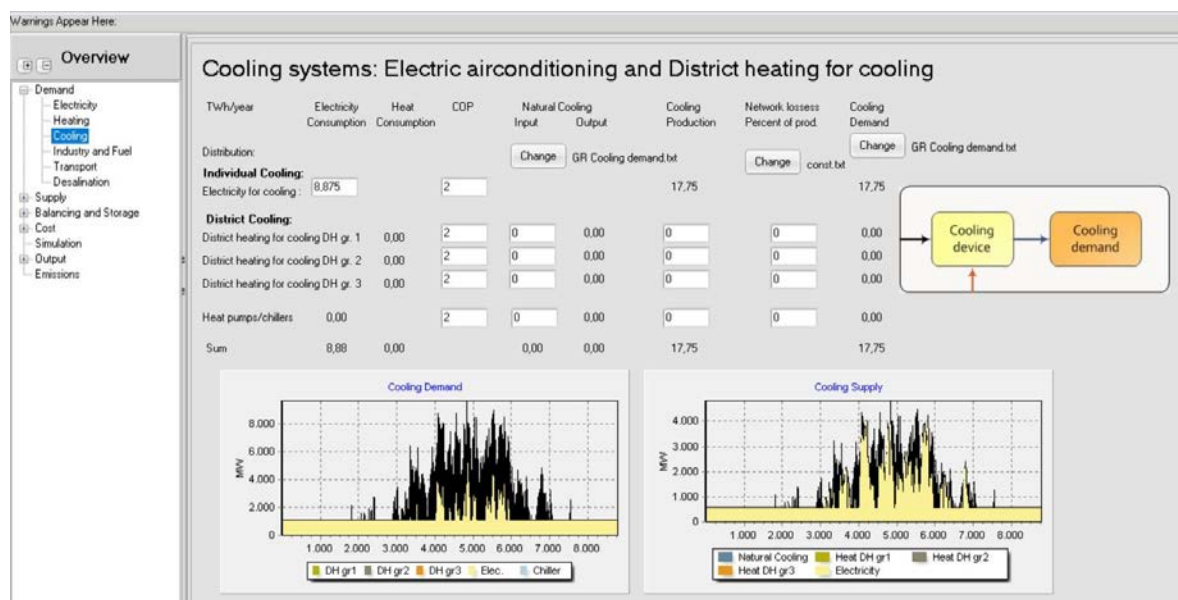


Εικόνα 4.2: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας

Έπειτα, θα καταχωρήσουμε τα στοιχεία της ψύξης για το 2023. Σύμφωνα με την έρευνα της ΕΛΣΤΑΤ από το 2012, το 4,9% της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλωνόταν στα νοικοκυριά αφορούσε τη ψύξη [34]. Ωστόσο, σήμερα η χρήση κλιματιστικών έχει αυξηθεί λόγω της ευρύτερης διαθεσιμότητας των συστημάτων ψύξης και των υψηλότερων

θερμοκρασιών που προκαλεί η κλιματική αλλαγή. Επομένως, λαμβάνοντας υπόψη αυτούς τους παράγοντες υποθέτουμε ένα ποσοστό του 12% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας για ψύξη σε νοικοκυριά. Σύμφωνα με το ΔΠΕ, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας αυτού του τομέα το 2022 αντιστοιχούσε σε 16,581 TWh [35]. Καθώς η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας παρουσίασε ελάχιστη μεταβολή από το 2022 στο 2023 [32], θα υποθέσουμε την ίδια κατανάλωση στον οικιακό τομέα. Επομένως, η κατανάλωση για ψύξη υπολογίζεται ως: $0,12 \times 16,581 \text{ TWh} = 1,989 \text{ TWh}$.

Ο άλλος τομέας υπεύθυνος για την κατανάλωση ενέργειας για ψύξη είναι τα κτίρια παροχής υπηρεσιών. Γενικότερα, αυτά τα κτίρια καταναλώνουν για ψύξη από 20% έως 50% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας, ανάλογα με το κλίμα, την αρχιτεκτονική και την απόδοση των συστημάτων ψύξης. Συμπεριλαμβάνοντας το γεγονός ότι η Ελλάδα έχει ζεστό κλίμα και υψηλή ζήτηση για κλιματισμό το καλοκαίρι, εκτιμούμε το ποσοστό για ψύξη ίσο με 50%. Όπως αναφέρεται στο ΔΠΕ, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας των εμπορικών και δημόσιων υπηρεσιών το 2022 ανήλθε σε 17,214 TWh [35]. Με αυτόν τον τρόπο εκτιμάται η κατανάλωσή τους για ψύξη ίση με: $0,40 \times 17,214 \text{ TWh} = 6,886 \text{ TWh}$. Αθροίζουμε και την κατανάλωση του οικιακού τομέα και έχουμε συνολική κατανάλωση για ψύξη ίση με 8,875 TWh, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 4.3.



Εικόνα 4.3: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων ψύξης

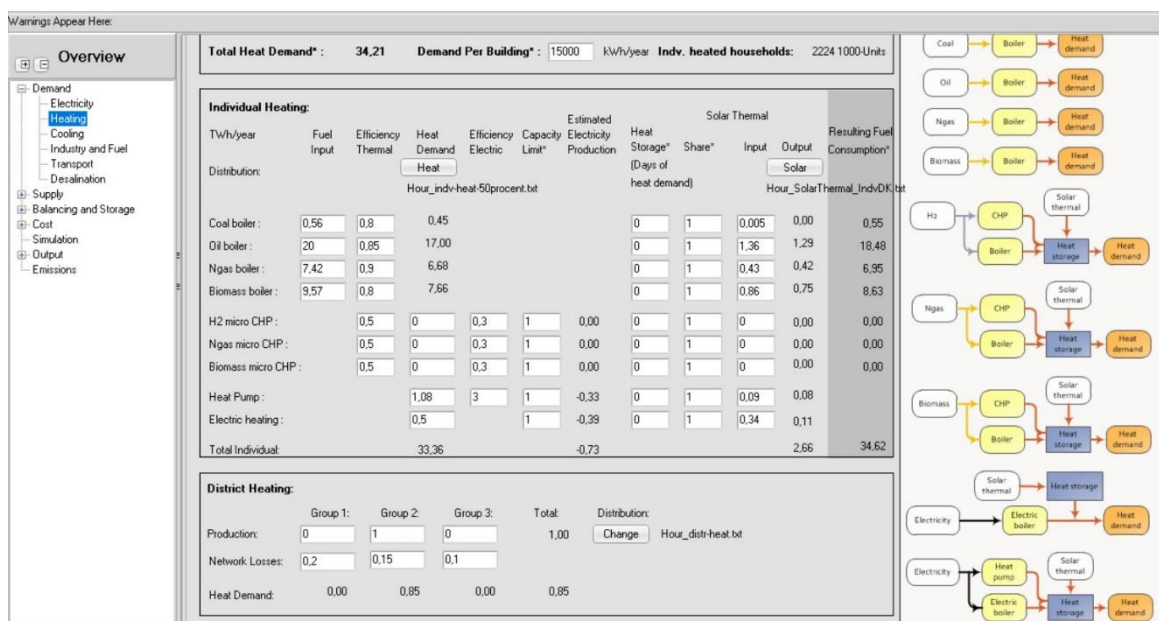
Το ΔΠΕ περιέχει αναλυτικά στοιχεία για την τελική κατανάλωση πετρελαίου, φυσικού αερίου και άνθρακα (ο οποίος στην Ελλάδα αποτελείται από 100% λιγνίτη) ανά τομέα, τα οποία παρατίθενται στον Πίνακα 4.1. Αυτά τα δεδομένα υπήρξαν ιδιαίτερα χρήσιμα για τη

συμπλήρωση των καρτελών που αφορούν τη ζήτηση ενέργειας για θέρμανση, βιομηχανία και καύσιμα και τις μεταφορές στο λογισμικό [35].

Πίνακας 4.1: Τελική κατανάλωση βασικών καυσίμων ανά τομέα το 2023 (TWh)

Τομέας κατανάλωσης	Είδος καυσίμου		
	Πετρέλαιο	Φυσικό Αέριο	Άνθρακας - Λιγνίτης
Βιομηχανικός	9,167	7,35	0,76
Μεταφορικός	67,68	0,35	-
Οικιακός	15	6,02	0,2
Εμπορικές και Δημόσιες υπηρεσίες	5	1,4	0,36
Λοιπές καταναλώσεις	8,7	0,4	0,125

Πιο συγκεκριμένα, για την καρτέλα της θέρμανσης (Εικόνα 4.4), αθροίζουμε για το κάθε καύσιμο την κατανάλωσή του στον οικιακό τομέα και στον τομέα των υπηρεσιών. Για παράδειγμα, για το πετρέλαιο έχουμε καταχωρήσει την τιμή 20 TWh, που προκύπτει από το άθροισμα της κατανάλωσής του στον οικιακό τομέα (15 TWh) και στον τομέα παροχής υπηρεσιών (5 TWh). Επίσης, αξίζει να αναφερθεί η εισαγωγή 0,85 TWh ζήτησης για τηλεθέρμανση (συμπεριλαμβανομένων των απωλειών του δικτύου) που αφορά κυρίως περιοχές τις βόρειας Ελλάδας [36].



Εικόνα 4.4: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων κατανάλωσης θέρμανσης

Αντίστοιχα, στην καρτέλα για την κατανάλωση καυσίμων στη βιομηχανία (Εικόνα 4.5) εισάγουμε τις τιμές του Πίνακα 4.1. Το πεδίο "Various" αφορά τους διαφόρους τομείς κατανάλωσης καυσίμων που δεν έχουν συμπεριληφθεί μέχρι στιγμής όπως τη γεωργία.

Overview

- Demand
 - Electricity
 - Heating
 - Cooling
 - Industry and Fuel
 - Transport
 - Desalination
- Supply
- Balancing and Storage
- Cost
- Simulation
- Output
- Emissions

Industry and Other Fuel Consumption

TWh/year	Industry	Various*	Fuel Losses*	Distribution
Coal	0,76	0,125	0	
Oil	9,167	8,7	0	
Ngas	7,35	0,4	0	Change const.txt
Biomass	1,5	0,5	0	
Hydrogen	0			Change const.txt

```

graph LR
    Fuel[Fuel] --> Industry[Industry]
    Industry --> Process[Process heat demand]
  
```

Εικόνα 4.5: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων κατανάλωσης καυσίμων στη βιομηχανία

Η καρτέλα των μεταφορών που ακολουθεί μπορεί να χωριστεί σε 2 κατηγορίες: την κατανάλωση καυσίμων των συμβατικών οχημάτων και την παραμετροποίηση των ηλεκτρικών οχημάτων.

Στην πρώτη κατηγορία εισάγουμε τα δεδομένα του Πίνακα 4.1, ενώ αναλυτικότερες πληροφορίες για την κατανάλωση των διαφόρων παραγώγων του πετρελαίου στον μεταφορικό τομέα αντλήθηκαν από την [35].

Στη δεύτερη κατηγορία, σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, το 2023 κυκλοφορούσαν 30.950 ηλεκτρικά αυτοκίνητα των κατηγοριών PHEV και BEV [2]. Αφού πραγματοποιήθηκε μία προσομοίωση Monte Carlo γι' αυτά τα οχήματα, υπολογίσθηκε μία ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ίση με 0,07 TWh, η οποία τοποθετείται στο πεδίο της ανεξέλεγκτης φόρτισης, καθώς έως και το 2023 δεν είχαν υλοποιηθεί ακόμη προγράμματα για την εφαρμογή στρατηγικών έξυπνης φόρτισης.

Επιπρόσθετα, από την προσομοίωση Monte Carlo εκτιμήθηκε η ικανότητα ισχύος της σύνδεσης του δικτύου με τα οχήματα (Pline) ίση με 626,448 MW και η αποθηκευτική ικανότητα της μπαταρίας (Es) ίση με 1 GWh. Τέλος, για τη στρατηγική V2G η ισχύς

αμφίδρομης σύνδεσης ορίστηκε στα 0 MW καθώς η πλειονότητα των ηλεκτρικών οχημάτων δεν έχει τέτοια δυνατότητα έως και το 2023.

Τα δεδομένα που εισήχθησαν στην καρτέλα των μεταφορών παρατίθενται αναλυτικά στην Εικόνα 4.6.

Warnings Appear Here:

Overview

- Demand
 - Electricity
 - Heating
 - Cooling
 - Industry and Fuel
 - Transport**
 - Desalination
- Supply
- Balancing and Storage
- Cost
- Simulation
- Output
- Emissions

TWh/year	Fossil	Biofuel	HTL, Pyrolysis and Waste*	Electrofuel	Total	Distribution
JP (Jet Fuel)	3,25	0	0,00	0	3,25	
Diesel / DME	35	3,5	0,00	0	38,50	
Petrol / Methanol	29,78	0	0,00	0	29,78	
Ngas* (Grid Gas)	0,35				0,35	Gas const.txt
LPG	6,5				6,50	
Ammonia (NH3)				0	0,00	
H2 (Produced by Electrolysers)					0	H2 Hour_US2001_transportation_BEV_H2.txt
Electricity (Dump Charge)					0,07	Dump GR Transport demand.txt
Electricity (Smart Charge)					0	Smart Hour_US2001_transportation_SEV_V2G.txt

Electric Vehicle Specifications

Smart Charge Vehicles:

Max. share of cars during peak demand: 0,2

Capacity of grid to battery connection: 626,448 MW

Share of parked cars grid connected: 0,7

Efficiency (grid to battery): 0,9

Battery storage capacity: 1 GWh

Additional Specifications for Vehicle-to-Grid (V2G):

Capacity of battery to grid connection: 0 MW

Efficiency (battery to grid): 0,9

```

graph LR
    Oil --> CC1[Combustion cars] --> TD1[Transport demand]
    Ngas --> CC2[Combustion cars] --> TD2[Transport demand]
    Biomass --> CC3[Combustion cars] --> TD3[Transport demand]
    H2storage[H2 storage] --> FC[FC] --> TD4[Transport demand]
    Electricity --> EV[Electric vehicle] --> TD5[Transport demand]
    Electricity <--> V2G[Vehicle to grid] --> TD6[Transport demand]
    
```

Εικόνα 4.6: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων ζήτησης μεταφορικού τομέα

Η τελευταία καρτέλα ζήτησης είναι αυτή της αφαλάτωσης (Εικόνα 4.7). Αυτή τη στιγμή δεν υπάρχουν διαθέσιμα στοιχεία για την αφαλάτωση στην Ελλάδα. Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες αφαλάτωσης αποτελεί μέρος της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος, συνεπώς, η απουσία αυτών των δεδομένων δεν συνιστά εμπόδιο για την προσομοίωση.

Warnings Appear Here:

Overview

- Demand
 - Electricity
 - Heating
 - Cooling
 - Industry and Fuel
 - Transport
 - Desalination**
- Supply
- Balancing and Storage
- Cost
- Simulation
- Output
- Emissions

Fresh water demand from desalination and storage

Fresh Water Demand:	0	Gm3/year	<button>Change distribution</button>	const.txt
Fresh Water Storage:	0	Mm3	Storage content difference:	0,00
Fresh Water Pump efficiency:	0,95	kWh/m3 water	Electricity Demand:	0,00 TWh/year
Fresh Water Pump Capacity (Min.):	0,00	MW-elec.	Actual capacity (investment):	0 MW-elec.

Desalination plant including pumps

Capacity of desalination plant:	0	1000 m3 fresh water/hour	Actual capacity:	0	1000 m3 fresh water/hour
Efficiency (electricity consump.):	7	kWh/m3 fresh water			
Fresh water share of salt water:	0,7	m3/m3	Salt Water Demand:	0,00	Gm3/year
Brine share of salt water:	0,3	m3/m3	Electricity Demand:	0,00	TWh/year

Pump hydro energy storage

Turbine efficiency:	0,9	kWh/kWh	Brine Production:	0,00	Gm3/year
Pump efficiency:	0,95	kWh/kWh	Electricity Production:	0,00	TWh/year
Turbine capacity:	0	MW-elec.			
Pump Capacity:	0	MW-elec.			
Brine storage:	0	Mm3			
Energy equivalent of brine in storage:	2	kWh/m3			

Εικόνα 4.7: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων μονάδων αφαλάτωσης

4.3 Παραγωγή ενέργειας

Επόμενο βήμα αποτελεί η εισαγωγή των δεδομένων παραγωγής ενέργειας για το σύστημα βάσης. Αρχικά παρουσιάζονται τα απαραίτητα δεδομένα του ελληνικού ΣΗΕ τα οποία θα εισαχθούν στη συνέχεια στο λογισμικό.

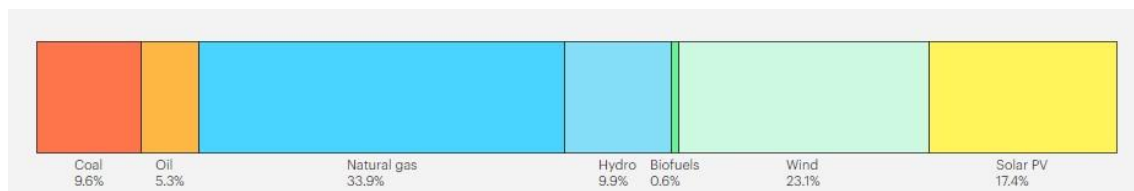
4.3.1 Δεδομένα του ελληνικού ενεργειακού συστήματος

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα βασίζεται σε ένα σύνολο διαφορετικών τεχνολογιών, οι οποίες συμβάλλουν στη συνολική κάλυψη της συνεχούς μεταβαλλόμενης και αυξανόμενης ζήτησης. Το ελληνικό ΣΗΕ περιλαμβάνει τα ακόλουθα είδη τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής:

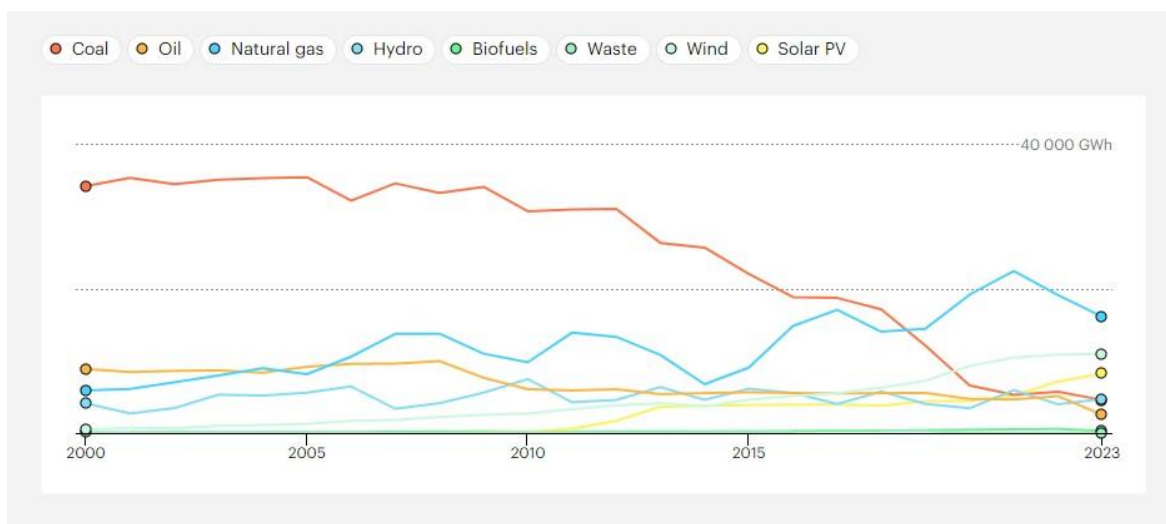
- Ατμοηλεκτρικούς σταθμούς που χρησιμοποιούν ως καύσιμο λιγνίτη, πετρέλαιο (κυρίως στα νησιά) και φυσικό αέριο.
- Αεριοστροβιλικούς σταθμούς φυσικού αερίου συνδυασμένου και ανοιχτού κύκλου.
- Υδροηλεκτρικούς σταθμούς και μονάδες άντλησης του νερού.
- Σταθμούς για Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) που χρησιμοποιούν είτε φυσικό αέριο είτε βιοαέριο.
- ΑΠΕ με πρωτοστάτες τα φωτοβολταϊκά και τα αιολικά πάρκα.

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν τα Διαγράμματα 4.1 και 4.2, στα οποία αντιπαραβάλλονται οι διάφορες πηγές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, στο πρώτο

αποκλειστικά για το 2023 και στο δεύτερο από το 2000 έως το 2023. Πιο συγκεκριμένα, παρατηρείται η εξάρτηση της παραγωγής από λιγνίτη από το 2000, έως και τις αρχές της δεκαετίας του 2010, όπου ξεκίνησε η εφαρμογή των μέτρων της απολιγνιτοποίησης, με αποτέλεσμα τη συνεχόμενη πτώση του ποσού της παραγόμενης ενέργειας από λιγνίτη. Παράλληλα, είναι εμφανής η άνοδος του φυσικού αερίου, ειδικά μετά το 2015, το οποίο ουσιαστικά αντικατέστησε το λιγνίτη στους θερμοηλεκτρικούς σταθμούς, με εξαίρεση την πτώση μετά το 2022 εξαιτίας του πολέμου στην Ουκρανία και των επικείμενων μέτρων που πάρθηκαν για απεξάρτηση από το Ρωσικό φυσικό αέριο. Τέλος, είναι αξιοσημείωτη η διαρκής αύξηση των ΑΠΕ και κυρίως της ηλιακής και αιολικής ενέργειας, γεγονός που επιβεβαιώνεται από το μίγμα του 2023, όπου η αιολική ενέργεια παρέχει το 23,1% και η ηλιακή το 17,4% της συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.



Διάγραμμα 4.1: Ενεργειακό μίγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το 2023 [35]



Διάγραμμα 4.2: Εξέλιξη των πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από το 2000 [35]

Στους Πίνακες 4.2 – 4.6 παρουσιάζεται μία αναλυτική καταγραφή των μονάδων παραγωγής που είναι συνδεδεμένες στο ΣΗΕ το 2023, ανά τεχνολογία παραγωγής, ξεκινώντας από τις συμβατικές μονάδες (Πίνακας 4.2 και Πίνακας 4.3), στη συνέχεια οι ΥΗΣ (Πίνακας 4.4) και τέλος οι ΑΠΕ (Πίνακας 4.5 και Πίνακας 4.6). Τα δεδομένα αυτά

αντλήθηκαν από το Δεκαετές Πλάνο Ανάπτυξης (ΔΠΑ) 2025-2034 του ΑΔΜΗΕ [37,38] και θα εισαχθούν στο λογισμικό για τη προσομοίωση του συστήματος βάσης του 2023.

Πίνακας 4.2: Συμβατικές μονάδες παραγωγής συνδεδεμένες στο ηπειρωτικό σύστημα [38]

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW) ⁽¹⁾	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
Λιγνιτικές Μονάδες				
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος Ι	300	274
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος ΙΙ	300	274
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος ΙΙΙ	310	283
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος ΙV	310	283
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος V	375	342
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Μεγαλόπολης Β	Μεγαλόπολη ΙV	300	256
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Μελίτης	Μελίτη Ι	330	289
Σύνολο ισχύος Λιγνιτικών Μονάδων:			2225	2001
Μονάδες Φυσικού Αερίου Συνδυασμένου Κύκλου (ΜΣΚ)				
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Αλιβερίου	Αλιβέρι V	426,9	416,95
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Κομοτηνής	Κομοτηνή Ι	484,6	476,3
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο ΙV	560	550,2
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο V	385,25	378
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Μεγαλόπολης Β	Μεγαλόπολη V	860	811
ELPEDISON ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε.	ΘΗΣ ΕΝΘΕΣ	ΕΝΘΕΣ	430	418
ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ Α.Ε. ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ	ΘΗΣ ΗΡΩΝ ΙΙ	ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ	441,8	433,76
ΚΟΡΙΝΘΟΣ POWER Α.Ε.	ΘΗΣ Αγ. Θεοδώρων	ΘΗΣ Αγ. Θεοδώρων	436,6	433,46
ELPEDISON ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε.	ΘΗΣ Θίσβης	ELPEDISON Θίσβη	421,6	410
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ Α.Ε.	ΘΗΣ Αγ. Νικολάου	ΘΗΣ Αγ. Νικολάου	444,5	432,7
Σύνολο ισχύος Μονάδων ΦΑ Συνδυασμένου Κύκλου:			4891,2	4760,37
Μονάδες Φυσικού Αερίου Ανοικτού Κύκλου				
ΗΡΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	ΘΗΣ ΗΡΩΝ	3 μονάδες	148,5	147,8
Σύνολο ισχύος Αεριοστροβιλικών Μονάδων ΦΑ:			148,5	147,8
Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ				
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ Α.Ε.	ΣΗΘ Αγ. Νικολάου	3 μονάδες	334 ⁽²⁾	334
Σύνολο ισχύος Κατανεμόμενων Μονάδων ΣΗΘΥΑ:			334	334
Σύνολο ισχύος Θερμοηλεκτρικών Σταθμών:			7598,7	7243,17

Σύμφωνα με τις ετήσιες εκθέσεις του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας για τις συμβατικές μονάδες παραγωγής συνδεδεμένες στο σύστημα της Κρήτης που ακολουθούν, οι οποίες είναι οι ΑΗΣ Χανίων, Λινοπεραμάτων και Αθρινόλακκου, οι αεριοστροβιλικές μονάδες είναι ανοιχτού κύκλου με καύσιμο το πετρέλαιο και απόδοση από 25-40%, οι ατμομονάδες ανήκουν στις μονάδες συμπύκνωσης με απόδοση 30-45%, ενώ οι μονάδες ντίζελ ανήκουν και αυτές στην ίδια κατηγορία με εφάμιλλη απόδοση [39].

Πίνακας 4.3: Συμβατικές μονάδες παραγωγής συνδεδεμένες στο σύστημα της Κρήτης [38]

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW) ⁽⁴⁾	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW) ⁽⁴⁾
Ατμομονάδες				
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Αθρινόλακκου	ΑΘΕΡ ΑΤΜ 1	50,0	46,7
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Αθρινόλακκου	ΑΘΕΡ ΑΤΜ 2	50,0	46,7
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Λινοπεραμάτων	ΛΙΝ ΑΤΜ 2	15,0	11,2
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Λινοπεραμάτων	ΛΙΝ ΑΤΜ 3	15,0	11,2
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Λινοπεραμάτων	ΛΙΝ ΑΤΜ 4	25,0	21,8
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Λινοπεραμάτων	ΛΙΝ ΑΤΜ 5	25,0	20,5
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Λινοπεραμάτων	ΛΙΝ ΑΤΜ 6	25,0	20,5
Σύνολο ισχύος Ατμομονάδων:			205,0	178,6
Μονάδες Diesel				
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Αθρινόλακκου	ΑΘΕΡ D1	51,1	49,1
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Αθρινόλακκου	ΑΘΕΡ D2	51,1	49,1
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Αθρινόλακκου	ΗΖ Diesel	22,5	18,0
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Λινοπεραμάτων	ΛΙΝ D1	12,3	9,5
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Λινοπεραμάτων	ΛΙΝ D4	12,3	9,5
Σύνολο ισχύος Μονάδων Diesel:			149,3	135,2
Αεριοστροβιλικές Μονάδες				
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Λινοπεραμάτων	ΛΙΝ Α/Σ 3	43,3	34,0
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Λινοπεραμάτων	ΛΙΝ Α/Σ 4	14,7	12,0
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Λινοπεραμάτων	ΛΙΝ Α/Σ 5	28,0	24,0
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Χανίων	ΧΑΝ Α/Σ 4	20,0	17,0
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Χανίων	ΧΑΝ Α/Σ 5	30,0	26,0
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Χανίων	ΧΑΝ Α/Σ 11	59,4	48,0
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Χανίων	ΧΑΝ Α/Σ 12	59,4	48,0
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Χανίων	ΧΑΝ Α/Σ 13	28,0	24,0
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Χανίων	ΧΑΝ Α/Σ 6 ^[5]	44,9	34,0
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Χανίων	ΧΑΝ Α/Σ 7 ^[5]	44,9	34,0
ΔΕΗ Α.Ε.	ΑΗΣ Χανίων	ΧΑΝ ΑΤΜ 1 ^[5]	42,5	37,0
Σύνολο ισχύος Αεριοστροβιλικών Μονάδων:			415,1	338,0
Σύνολο ισχύος Θερμοηλεκτρικών Σταθμών:			769,5	651,8

Πίνακας 4.4: Υδροηλεκτρικές μονάδες συνδεδεμένες στο σύστημα [38]

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW) ^(a)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Άγρα	ΥΗΣ Άγρα	50	50
ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Ασωμάτων	ΥΗΣ Ασωμάτων	108	108
ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Εδεσσαίου	ΥΗΣ Εδεσσαίου	19	19
ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Θησαυρού	ΥΗΣ Θησαυρού (αντιστρέψιμη – αντλητική μονάδα)	384	384
ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Ιλαρίωνα	ΥΗΣ Ιλαρίωνα	153	153
ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Καστρακίου	ΥΗΣ Καστρακίου	320	320
ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Κρεμαστών	ΥΗΣ Κρεμαστών	437.2	437.2
ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Λάδωνα	ΥΗΣ Λάδωνα	70	70
ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Πηγών Αώου	ΥΗΣ Πηγών Αώου	210	210
ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Ν. Πλαστήρα	ΥΗΣ Ν. Πλαστήρα	129.9	129.9
ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Πλατανόβρυσης	ΥΗΣ Πλατανόβρυσης	116	116
ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Πολύφυτου	ΥΗΣ Πολύφυτου	375	375
ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Πουρναρίου 1	ΥΗΣ Πουρναρίου 1	300	300
ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Πουρναρίου 2	ΥΗΣ Πουρναρίου 2	33.6	33.6
ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Στράτου 1	ΥΗΣ Στράτου 1	150	150
ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Σφηκιάς	ΥΗΣ Σφηκιάς (αντιστρέψιμη – αντλητική μονάδα)	315	315
Σύνολο ισχύος Υδροηλεκτρικών Μονάδων:			3170,7	3170,7

Πίνακας 4.5: Γεωγραφική κατανομή της εγκατεστημένης ισχύος Αιολικών και Φωτοβολταϊκών πάρκων [37]

Τεχνολογία	Περιοχή	ΑΔΜΗΕ ⁽⁴⁶⁾ Σε λειτουργία (MW)	ΑΔΜΗΕ ΟΠΣ (MW)	ΔΕΔΔΗΕ ⁽⁴⁷⁾ Σε λειτουργία (MW)	ΔΕΔΔΗΕ ΟΠΣ (MW)	Συνολικά (MW)
ΑΙΟΛΙΚΑ	ΑΤΤΙΚΗ	152,7	0,0	17,6	5,6	175,9
	ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	127,1	218,7	31,0	6,6	383,4
	ΚΡΗΤΗ	0,0	0,0	188,2	0,1	188,3
	ΚΥΚΛΑΔΕΣ	15,0	36,6 ⁽⁴⁸⁾	23,1	16,0 ⁽⁴⁸⁾	90,7
	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,0	0,0	66,4	0,0	66,4
	ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	455,2	157,8	17,7	0,0	630,7
	ΗΠΕΙΡΟΣ	104,0	55,1	6,0	0,0	165,1
	ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	82,7	0,0	37,7	2,0	122,4
	ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,0	0,0	37,2	0,0	37,2
	ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	460,4	331,7	206,2	0,0	998,2
	ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	1.843,6	1.266,9	409,3	19,9	3.539,7
	ΘΕΣΣΑΛΙΑ	27,6	74,4	1,6	0,0	103,6
	ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	376,2	319,8	37,3	7,4	740,6
	ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	293,9	320,7	37,2	3,0	654,7
	Σύνολα	3.938	2.782	1.116	60	7.897
ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ	ΑΤΤΙΚΗ	0,0	0,0	315,2	205,6	520,7
	ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	28,5	2.163,4	1.144,9	280,4	3.617,2
	ΚΡΗΤΗ	0,0	0,0	116,6	27,1	143,7
	ΚΥΚΛΑΔΕΣ	0,0	0,0	9,7	0,3	10,0
	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,0	0,0	45,5	0,0	45,5
	ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ-ΘΡΑΚΗ	0,0	748,7	648,2	157,6	1.554,5
	ΗΠΕΙΡΟΣ	0,0	184,4	282,1	75,4	541,8
	ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	0,0	0,0	59,4	32,1	91,5
	ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,0	0,0	23,4	0,0	23,4
	ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	102,6	79,9	411,1	91,7	685,3
	ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	201,9	1.484,9	787,0	303,7	2.777,5
	ΘΕΣΣΑΛΙΑ	66,1	1.667,6	1.043,9	235,7	3.013,2
	ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	10,9	335,3	459,3	272,7	1.078,2
	ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	490,3	3.912,1	302,9	117,7	4.823,0
	Σύνολα	900	10.576	5.649	1.800	18.926
Συνολικά	Αιολικά & ΦΒ	4839	13358	6766	1860	26822

Πίνακας 4.6: Γεωγραφική κατανομή της εγκατεστημένης ισχύος σταθμών Βιομάζας, μικρών ΥΗΣ και ΣΗΘΥΑ [37]

Τεχνολογία	ΒΙΟΜΑΖΑ/ΒΙΟΑΕΡΙΟ		ΜΥΗΣ		ΣΗΘΥΑ		
Περιοχή	ΑΔΜΗΕ-ΔΕΔΔΗΕ Σε Λειτουργία (MW)	ΑΔΜΗΕ-ΔΕΔΔΗΕ Με ΟΠΣ (MW)	ΑΔΜΗΕ-ΔΕΔΔΗΕ Σε Λειτουργία (MW)	ΑΔΜΗΕ-ΔΕΔΔΗΕ Με ΟΠΣ (MW)	ΑΔΜΗΕ-ΔΕΔΔΗΕ Σε Λειτουργία (MW)	ΑΔΜΗΕ-ΔΕΔΔΗΕ Με ΟΠΣ (MW)	ΣΥΝΟΛΙΚΑ (MW)
ΑΤΤΙΚΗ	37,3	5,0	1,8	0,5	51,0	23,5	119,1
ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	31,8	14,6	44,9	20,7	28,9	11,3	152,2
ΚΡΗΤΗ	2,0	2,0	0,3	0,0	0,0	0,0	4,3
ΚΥΚΛΑΔΕΣ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	9,5	12,1	11,0	2,0	55,0	0,0	89,5
ΗΠΕΙΡΟΣ	8,1	5,5	50,1	20,5	0,0	0,0	84,2
ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	2,0	3,4	5,3	10,8	83,1	0,0	104,6
ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	3,2	8,0	24,7	5,9	4,2	7,4	53,3
ΘΕΣΣΑΛΙΑ	29,3	7,8	34,3	13,0	10,0	13,0	107,4
ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	6,1	3,1	63,9	15,3	0,0	0,3	88,7
ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	3,7	5,7	23,6	15,8	0,0	105,3	154,2
Σύνολα	133	67	260	104	232	161	958

4.3.2 Εισαγωγή στο EnergyPLAN

Το λογισμικό, στο κομμάτι της παραγωγής ενέργειας, απαρτίζεται από τις εξής καρτέλες:

- Θέρμανση και Ηλεκτρισμός
- Κεντρική παραγωγή ενέργειας
- ΑΠΕ
- Αποκλειστικά θέρμανση
- Κατανομή καυσίμων
- Απόβλητα
- Εναλλακτικά καύσιμα
- Εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα

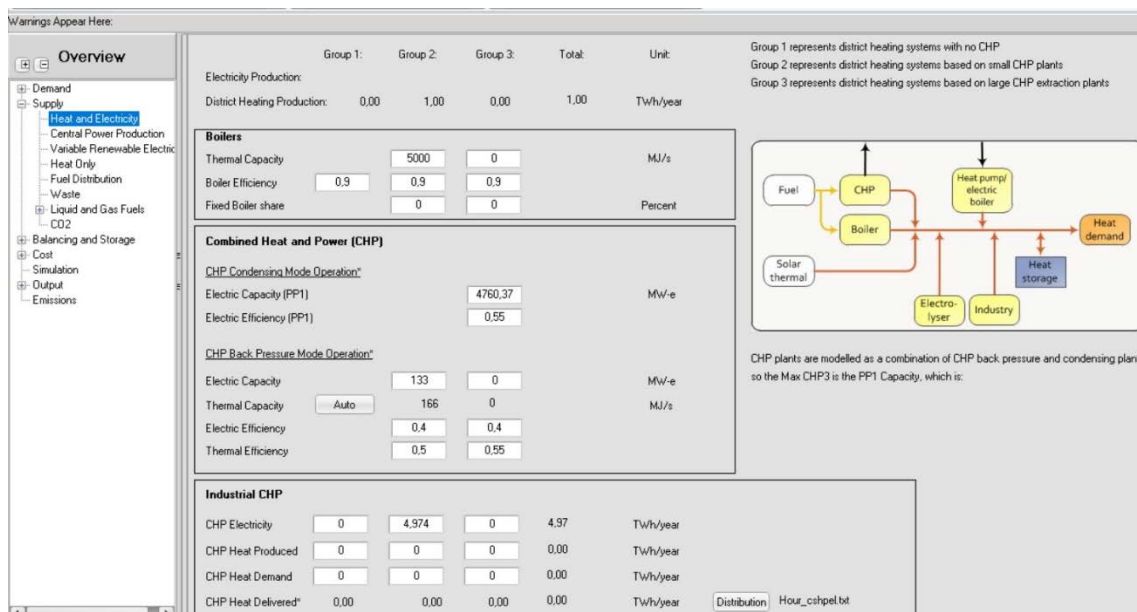
Οι πρώτες δύο περιλαμβάνουν τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας και τους ΥΗΣ (Εικόνα 4.8 και Εικόνα 4.9). Για τη συμπλήρωση των καρτελών ήταν απαραίτητα τα προαναφερόμενα δεδομένα σχετικά με τις μονάδες. Το λογισμικό τις χωρίζει σε δύο κατηγορίες την PP1 και PP2, με σκοπό τη διαχώριση των μονάδων με σημαντική διαφορά στο βαθμό απόδοσης. Αυτές οι δύο κατηγορίες αποτελούν υποκατηγορίες της λειτουργίας

συμπύκνωσης "Condensing Mode", στην οποία οι ατμομηχανές παράγουν κυρίως ηλεκτρισμό, ενώ η θερμότητα που παράγεται απορρίπτεται και δεν χρησιμοποιείται. Αυτή η λειτουργία είναι πιο συχνή σε περιπτώσεις όπου η ζήτηση για ηλεκτρισμό είναι υψηλή και η αξιοποίηση θερμότητας δεν είναι κρίσιμη. Το άλλο είδος λειτουργίας των ατμομηχανών είναι η "Back Pressure Mode", όπου χρησιμοποιούνται σε εφαρμογές ΣΗΘ, στις οποίες μειώνεται η ηλεκτρική παραγωγή αλλά αυξάνεται η συνολική ενεργειακή αποδοτικότητα. Σε αυτή την κατηγορία θα εισαχθούν οι μονάδες βιομάζας του Πίνακα 4.6, με συνολική ισχύ 133 MW.

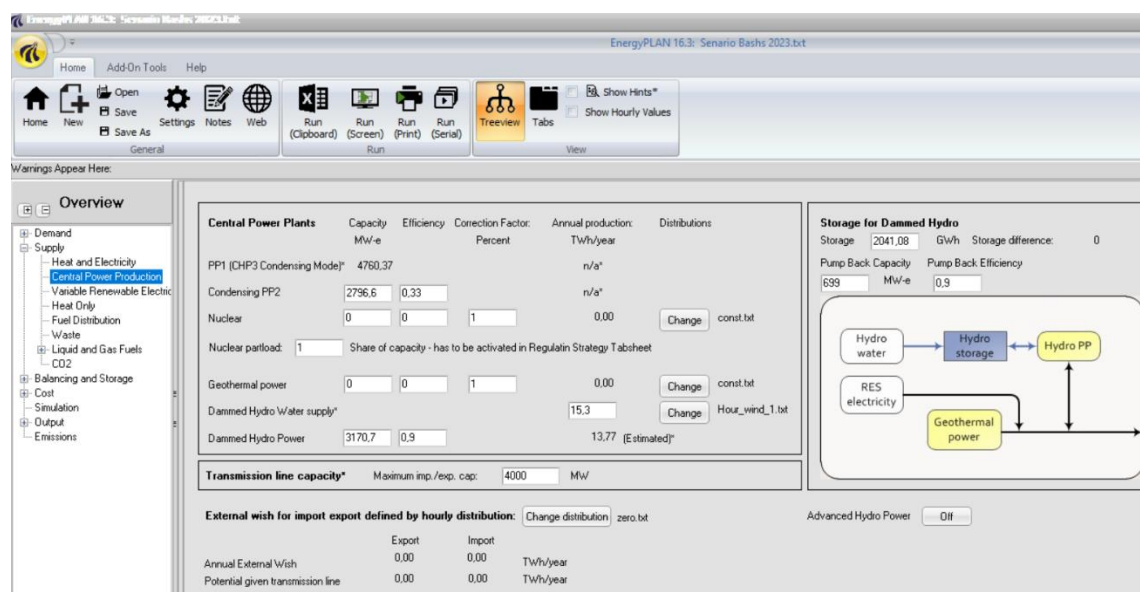
Επομένως, στην κατηγορία συμπύκνωσης με υποκατηγορίες τις PP1 και PP2 θα εισαχθούν όλες οι συμβατικές μονάδες. Στην πρώτη, θα εισαχθούν οι μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου με συνολική ισχύ 4.760,37 MW, οι οποίες χαρακτηρίζονται από υψηλότερο βαθμό απόδοσης, ίσο με 55%. Στη δεύτερη θα εισαχθούν οι υπόλοιπες μονάδες, οι οποίες περιλαμβάνουν τις:

- Λιγνιτικές μονάδες με ισχύ 2.001 MW.
- Φυσικού αερίου ανοιχτού κύκλου με ισχύ 147,8 MW.
- Όλες τις συμβατικές μονάδες του συστήματος της Κρήτης με ισχύ 651,8 MW.
- Μονάδες παραγωγής πετρελαίου με ισχύ 135,2 MW.

Έτσι προκύπτει το συνολικό ποσό των 2.796,6 MW, το οποίο εισάγεται στο EnergyPLAN στο πεδίο "Condensing PP2" της Εικόνας 4.9 με απόδοση 33%. Αναφορικά με τους ΥΗΣ, εισάγουμε τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ τους που ισούται με 3.170,7 MW και απόδοση 90%, ενώ για την αποθήκευση ενέργειας με άντληση εισάγουμε 699 MW ισχύ που προκύπτει από το άθροισμα των 2 μονάδων με αυτή την ικανότητα (ΥΗΣ Θησαυρού 384 MW + ΥΗΣ Σφηκιάς 315 MW). Τέλος, η ετήσια αποθηκευτική ικανότητα των 2.041,08 GWh προκύπτει από την υπόθεση ότι οι αντλητικές μονάδες λειτουργούν για 8 ώρες την ημέρα σε μέγιστη ισχύ.



Εικόνα 4.8: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων των μονάδων παραγωγής θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας



Εικόνα 4.9: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων των υπόλοιπων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και των ΥΗΣ

Για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ, εισάγουμε τις τιμές που αναγράφονται στην Εικόνα 4.10 που είναι η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων. Επίσης, θα εισάγουμε τις κατανομές "GR WIND.txt" και "GR SOLAR PV.txt" που αντιπροσωπεύουν ένα ετήσιο προφίλ της παραγωγής ενέργειας των δύο τεχνολογιών και αναπαρίσταται στα Διαγράμματα 4.3 και 4.4.

Warnings Appear Here:

Overview

- Demand
- Supply
 - Heat and Electricity
 - Central Power Production
 - Variable Renewable Electricity
 - Heat Only
 - Fuel Distribution
 - Waste
 - Liquid and Gas Fuels
 - CO2
- Balancing and Storage
- Cost
- Simulation
- Output
- Emissions

Variable Renewable Electricity

Renewable Energy Source	Capacity: MW	Stabilisation share	Distribution profile*	Estimated Production TWh/year	Correction factor	Estimated Post Correction production	Estimated capacity factor
Wind	5054	0	Change GR Wind.txt	13,09	-0.54	10,14	0,23
Offshore Wind	0	0	Change const.txt	0,00	0	0,00	0,00
Photo Voltaic	6549	0	Change GR SOLAR PV.txt	11,50	-0.99999	8,30	0,14
River Hydro	0	0	Change const.txt	0,00	0	0,00	0,00
Tidal	0	0	Change hour_tidal_power	0,00	0	0,00	0,00
Wave Power	0	0	Change Hour_wave_200	0,00	0	0,00	0,00
CSP Solar Power	0	0	Change Hour_solar_prod1	0,00	0	0,00	0,00

Concentrated Solar Power

Annual solar thermal input: 0 TWh/year Change hour_solar_prod1.txt

Storage capacity: 0 GWh

Storage efficiency (losses): 0.5 Percent pt. hour

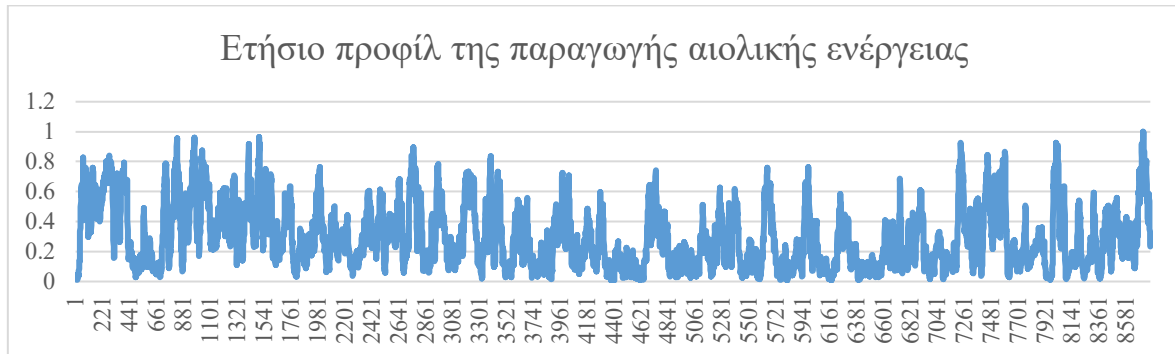
Power capacity: 0 MW-e

Power efficiency: 0.3

Stabilisation Share: 0

Estimated Production TWh/year	Estimated Storage loss TWh/year
0,00	0,00

Εικόνα 4.10: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων παραγωγής από ΑΠΕ



Διάγραμμα 4.3: Ετήσιο προφίλ της παραγωγής αιολικής ενέργειας



Διάγραμμα 4.4: Ετήσιο προφίλ της παραγωγής ηλιακής ενέργειας

Στο πεδίο της αποκλειστικής θέρμανσης (Εικόνα 4.11) καταχωρούμε παντού τη τιμή 0, καθώς δε βρίσκονται σε λειτουργία τα συστήματα που περιλαμβάνει.

	Group 1:	Group 2:	Group 3:	Total	Unit	Distribution:
Solar Thermal						
Production	0	0	0		TWh/year	Change Hour_SolarThermal_CenDK.txt
Storage	0	0	0		GW/h	
Loss*	0	0	0		Percent	
Share*	1	1	1			
Result	0.00	0.00	0.00	0.00	TWh/year	Use Solar Storage for Excess Heat
Annual accumulated heat in solar thermal storage:				0.00	TWh/year	No
Compression Heat Pumps						
Electric Capacity	0	0			MW-e	
COP	3	3				
Thermal Capacity	0	0			MJ/s	
Geothermal heat						
	0	0	0	0.00	TWh/year	Distribution const.txt
Industrial Excess Heat*						
	0	0	0	0.00	TWh/year	Distribution const.txt

Εικόνα 4.11: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων για αποκλειστική θέρμανση

Για την καρτέλα με την κατανομή των καταναλώσεων των καυσίμων από τις συμβατικές μονάδες (Εικόνα 4.12), το λογισμικό παρέχει τις εξής δύο επιλογές στην εισαγωγή των δεδομένων: variable και fixed. Η πρώτη υπολογίζει το καύσιμο ανάλογα με όλα τα μεταβλητά εισαγόμενα καύσιμα της εκάστοτε κατηγορίας. Η δεύτερη απαιτεί την εισαγωγή της ακριβής ποσότητας του κάθε καυσίμου που καταναλώθηκε σε κάθε κατηγορία. Θα προτιμήσουμε την πρώτη εναλλακτική και θα πραγματοποιήσουμε τους εξής υπολογισμούς, με βάση τον εισηγμένο βαθμό απόδοσης και την ετήσια ενέργεια που παρήγαγαν το 2023 [35]:

➤ **Λιγνιτικές Μονάδες (PP2)**

- Παραγωγή = 4,59 TWh
- Βαθμός Απόδοσης = 33%
- Κατανάλωση καυσίμου = $4.59 / 0,33 = 13,91$ TWh

Εισάγεται στο πεδίο **PP2** για το καύσιμο "Coal".

➤ **Μονάδες πετρελαίου (Diesel)**

- Παραγωγή = 2,534 TWh
- Βαθμός Απόδοσης = 33%
- Κατανάλωση καυσίμου = $2,534 / 0,33 = 7,68$ TWh

Εισάγεται στο πεδίο PP2 για το καύσιμο "Oil".

➤ Μονάδες Φυσικού Αερίου

- Παραγωγή: 16,16 TWh
- Βαθμός Απόδοσης: 55%
- Κατανάλωση καυσίμου = $16,16 / 0,55 = 29,382$ TWh
- Ωστόσο οι μονάδες φυσικού αερίου διακρίνονται σε συνδυασμένους και ανοιχτού κύκλου. Οι πρώτες έχουν εγκατεστημένη ισχύ 4.760,42 MW και ανήκουν στην κατηγορία PP1, ενώ οι δεύτερες έχουν 147,8 MW και ανήκουν στην PP2.
- Συνολική εγκατεστημένη ισχύς μονάδων φυσικού αερίου = $4.760,42 + 147,8 = 4.908,22$ MW
- Ποσοστό PP1 = $4.760,42 / 4.908,22 = 97\%$
- Ποσοστό PP2 = $147,8 / 4.908,22 = 3\%$
- Κατανάλωση καυσίμου PP1 = $97\% * \text{Κατανάλωση καυσίμου} = 28,5$ TWh
- Κατανάλωση καυσίμου PP2 = $3\% * \text{Κατανάλωση καυσίμου} = 0,882$ TWh

Εισάγεται στα πεδία PP1 και PP2 για το καύσιμο "Natural Gas". Επειδή οι μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου έχουν εισαχθεί στο πεδίο της ΣΗΘ στην ομάδα 3, θα εισάγουμε και στο πεδίο CHP3 την κατανάλωση καυσίμου PP1.

➤ Μονάδες Βιομάζας

- Συνολική κατανάλωση 2022 = 3,64 TWh [2]
- Κατανάλωση για παραγωγή ηλεκτρισμού = 1,4 TWh [2]
- Εισάγεται στο πεδίο **CHP2** για το καύσιμο "Biomass".
- Κατανάλωση για παραγωγή θερμότητας = $3,64 - 1,4 = 2,24$ TWh
- Εισάγεται στο πεδίο **Boiler2** για το καύσιμο "Biomass".

Warnings Appear Here:

Overview

Demand

Supply

Heat and Electricity

Central Power Production

Variable Renewable Electric

Heat Only

Fuel Distribution

Waste

Liquid and Gas Fuels

CO2

Balancing and Storage

Cost

Simulation

Output

Emissions

Distribution of fuel	Coal	Oil	Ngas	Biomass	Electrofuels(Oil *)	Hydrogen ***)	
(TWh/year)	Variable	Variable	Variable	Variable	Fixed **)	Fixed **)	
DHP	0	0	0	0	0	0	DHP: Boilers in district heating group 1.
CHP2	0	0	0	1.4	0	0	CHP2: Combined heat and power in district heating group 2.
CHP3	0	0	28.5	0	0	0	CHP3: Combined heat and power in district heating group 3.
Boiler2	0	0	0	2.24	0	0	Boiler2: Boilers in district heating group 2.
Boiler3	0	0	0	0	0	0	Boiler3: Boilers in district heating group 3.
PP1	0	0	28.5	0	0	0	PP1: Condensing mode operation of combined heat and power in district heating group 3.
PP2	13.91	7.68	0.882	0	0	0	PP2: Condensing power plant in 'Electricity only'.

Reg1

Allow for import/export of H2 for PP and PP2

*)

Replace only Oil - will be adjusted if the Oil demand is not big enough

**)

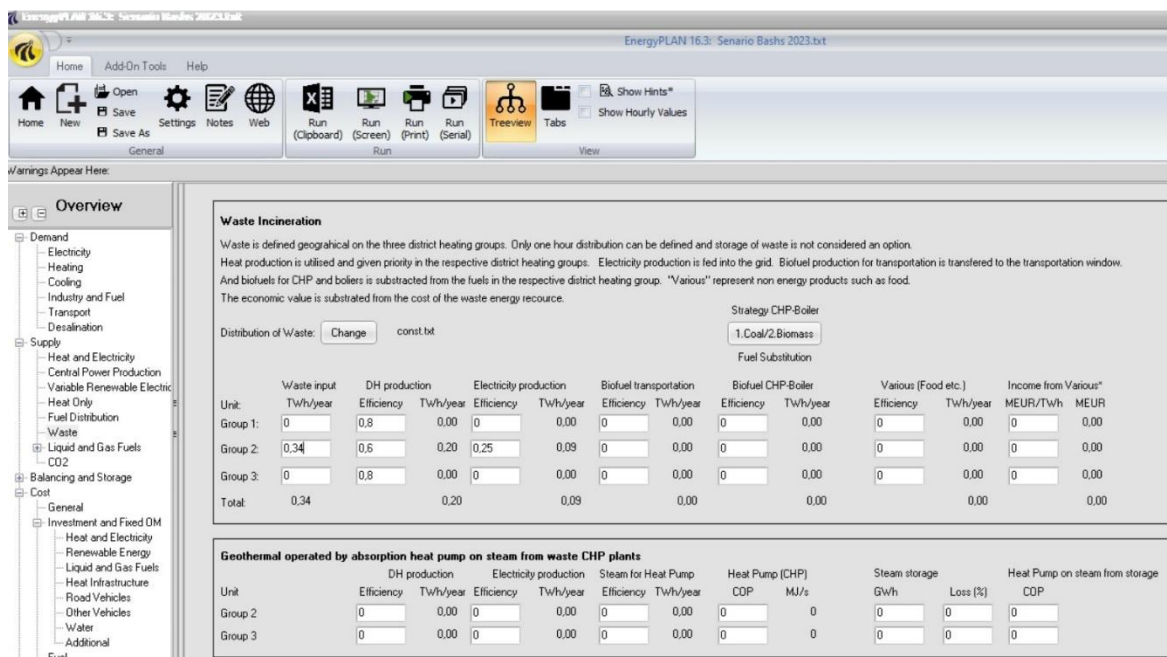
Specify a demand for the production of electrofuels and hydrogen which must be met in the "Liquid and Gas Fuels" Tabsheet

***)

Replace all fuels - will be adjusted if the total fuel demand is not big enough

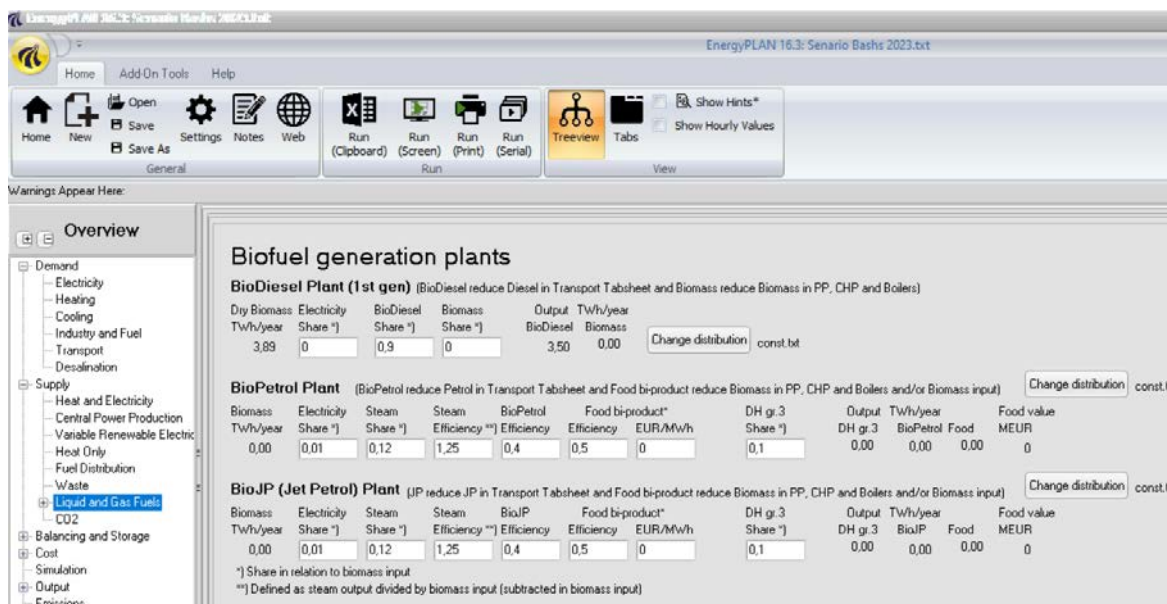
Εικόνα 4.12: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων κατανομής καυσίμων

Τα απόβλητα αποτελούν ακόμη μία πηγή που αξιοποιείται για την παραγωγή ενέργειας στην Ελλάδα. Τα συγκεκριμένα δεδομένα παρουσιάζονται στην Εικόνα 4.13.



Εικόνα 4.13: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων αποβλήτων

Σχετικά με τα εναλλακτικά καύσιμα, έχουμε εισάγει 3,5 TWh βιοντίζελ στην κατηγορία ζήτησης του μεταφορικού τομέα. Η απόδοση της παραγωγής βιοντίζελ από βιομάζα είναι περίπου 90%, τιμή την οποία καταχωρούμε στο λογισμικό στο αντίστοιχο πεδίο της Εικόνας 4.14.



Εικόνα 4.14: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων των εναλλακτικών καυσίμων

Τέλος, για τους συντελεστές εκπομπών CO₂, θα αξιοποιήσουμε τα δεδομένα της [35] που περιλαμβάνουν τις ετήσιες εκπομπές CO₂ για το 2022 ανά καύσιμο και την ποσότητα

του κάθε καυσίμου στο ενεργειακό μίγμα του ίδιου έτους. Ο συντελεστής εκπομπών CO₂ κάθε καυσίμου είναι το αποτέλεσμα της διαίρεσης των εκπομπών του προς την παρεχόμενη ενέργεια. Ο υπολογισμός αυτός πραγματοποιείται για τα κύρια καύσιμα στον Πίνακας 4.7 και εισάγεται στην αντίστοιχη καρτέλα του λογισμικού στην Εικόνα 4.15.

Πίνακας 4.7: Υπολογισμός συντελεστή εκπομπών CO₂ των κύριων καυσίμων

Δεδομένα Εκπομπών CO ₂	Είδος καυσίμου		
	Πετρέλαιο	Φυσικό Αέριο	Άνθρακας - Λιγνίτης
Εκπομπές CO₂ (σε Mt)	33,8	10,3	6,7
Παροχή ενέργειας (σε TJ)	448.983	184.372	66.660
Συντελεστής εκπομπών CO₂ (σε kg / GJ)	75,28	55,86	100,51

Warnings Appear Here:

Overview

- Demand
 - Electricity
 - Heating
 - Cooling
 - Industry and Fuel
 - Transport
 - Desalination
- Supply
 - Heat and Electricity
 - Central Power Production
 - Variable Renewable Electric
 - Heat Only
 - Fuel Distribution
 - Waste
 - Liquid and Gas Fuels
 - CO₂**
- Balancing and Storage
- Cost
- Simulation
- Output
- Emissions

CO₂ content in the fuels:

Fuel	Oil	Diesel	Coal	Petrol/JF	Ngas	LPG	Waste
			100,51	75,28	55,86	63,1	32,5

(kg/GJ)

CCS and CCR: Carbon Capture and Storage or Recycling

CO₂ captured by CCS: Mt

Electricity Consumption (Per unit): MWh/t CO₂

Electricity consumption: 0,00 TWh/year

CCS Capacity: 0 MW 0 t/hour

1 Electricity demand for CCS is constant

Increase Capacity for Regulation to: MW

CO₂ captured for electrofuels: 0,00 Mt

Εικόνα 4.15: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων CO₂

4.4 Εξισορρόπηση του συστήματος και αποθήκευση ενέργειας

Η επόμενη κατηγορία που θα παραμετροποιήσουμε για την προσομοίωση είναι η εξισορρόπηση του συστήματος και αποθήκευση ενέργειας.

Η πρώτη καρτέλα που περιέχει αυτή η κατηγορία σχετίζεται με την αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας και προβάλλεται στην Εικόνα 4.16. Παρακάτω ακολουθεί μία περιγραφή των βασικών πεδίων της:

➤ **Electric Grid Stabilisation Requirements**

Περιέχει διάφορες παραμέτρους για τις ανάγκες σταθεροποίησης του ηλεκτρικού δικτύου, όπως:

- Το ελάχιστο ποσοστό σταθεροποίησης του δικτύου και επιμέρους επιλογές για διαφορετικές πηγές ενέργειας, όπως ΣΗΘ, απόβλητα και V2G.
- Την ελάχιστη παραγωγή από ΣΗΘ από συμβατικές μονάδες παραγωγής.

➤ **Critical Excess Electricity Production (CEEP)**

Αποτελείται από ρυθμίσεις για τη διαχείριση της κρίσιμης πλεονάζουσας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (CEEP) με διάφορες επιλογές, όπως:

- Μείωση της παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές
- Αντικατάσταση μονάδων ΣΗΘ με λέβητες
- Αντικατάσταση της χρήσης με ηλεκτρική θέρμανση
- Αύξηση της παραγωγής υδρογόνου

➤ **Rockbed Storage**

Η αποθήκευση βραχώδους στρώματος περιλαμβάνει:

- Τις δυνατότητες φόρτισης, εκφόρτισης και την χωρητικότητα αποθήκευσης.
- Παραμέτρους όπως το ποσοστό απώλειας αποθήκευσης ανά ώρα και το λόγο ατμού/καυσίμου.

➤ **Electricity Storage 1 και 2**

Αυτές οι ενότητες σχετίζονται με την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, με παραμέτρους όπως:

- Ικανότητα φόρτισης και εκφόρτισης (MW).
- Αποδοτικότητα φόρτισης και εκφόρτισης.
- Χωρητικότητα αποθήκευσης (GWh).
- Στην ενότητα "Electricity Storage 1" υπάρχει η δυνατότητα επιλογής για ταυτόχρονη λειτουργία τουρμπίνας και αντλίας (για συστήματα συμπιεσμένου αέρα).

Η καρτέλα αυτή παρέχει εργαλεία για τη διαχείριση της σταθερότητας του ηλεκτρικού δικτύου, τη μείωση των κρίσιμων πλεονασμάτων ηλεκτρικής ενέργειας και τις επιλογές αποθήκευσης για να εξομαλυνθούν οι διακυμάνσεις παραγωγής και ζήτησης.

Οι ΥΗΣ με αντλησιοταμίευση είναι η μοναδική τεχνολογία αποθήκευσης που εφαρμόζεται σε μεγάλη κλίμακα στην Ελλάδα. Επειδή η αποθηκευτική τους δυνατότητα έχει ήδη εισαχθεί στον τομέα της παραγωγής ενέργειας στην Εικόνα 4.9, σε αυτή την καρτέλα δε θα εισάγουμε περεταίρω στοιχεία αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

The screenshot shows a software interface for configuring energy storage. The left sidebar lists various components under 'Overview', including Demand, Supply, Heat and Electricity, Central Power Production, Variable Renewable Electric, Heat Only, Fuel Distribution, Waste, Liquid and Gas Fuels, CO2, Balancing and Storage, Electricity, Thermal, and Liquid and Gas Fuel. The main panel is divided into several sections:

- Electric grid stabilisation requirements:** Includes fields for Minimum grid stabilisation share* (0.3), Stabilisation share of CHP2 (0), Stabilisation share of Waste CHP (0), Stabilisation share smart charge EV and V2G (0), Stabilisation share transmission line (0), Minimum CHP in gr. 3 (1000), Minimum PP (0), and CHP3 priority to PP in grid stabilisation (No).
- Critical Excess Electricity Production (CEEP):** Includes a CEEP regulation Write number (237000000) and a list of 9 options for reducing excess production, such as 'Reducing RES1, RES2 and RES3' and 'Reducing CHP in gr. 2 by replacing with boiler'.
- Rockbed Storage:** Includes fields for Charge (electricity) (0 MW), Discharge (steam) (0 MW), Storage Capacity (0 GWh), Storage loss rate (0 Percent per hour), and Steam/fuel ration (0).
- Electricity Storage 1:** Includes fields for Charge (0 MW), Discharge (0 MW), Efficiencies (0.9), Fuel Ratio *) (0), and Storage Capacity (0 GWh).
- Electricity Storage 2:** Includes fields for Charge (0 MW), Discharge (0 MW), Efficiencies (0.8), and Storage Capacity (0 GWh).

A diagram on the right shows an 'Electricity storage system' with a double-headed arrow indicating bidirectional flow.

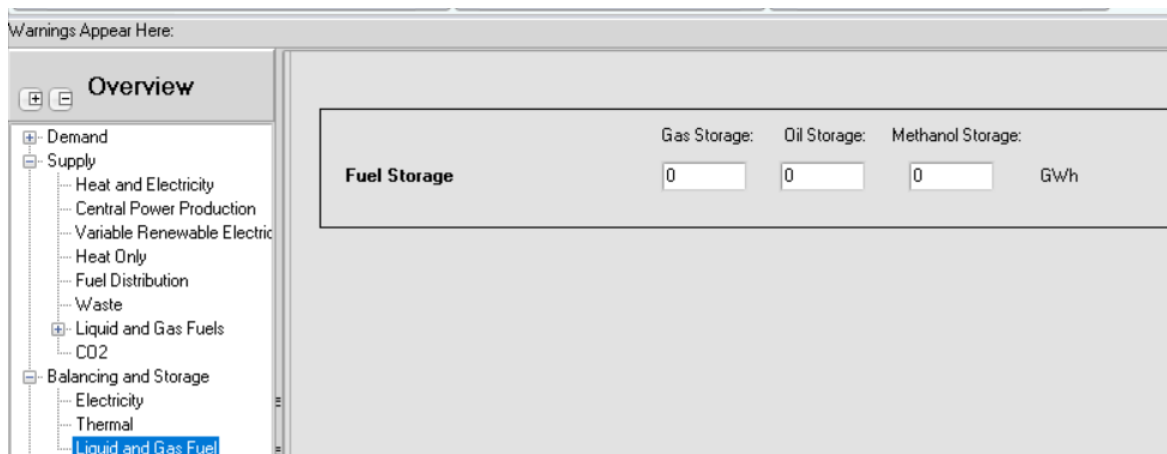
Εικόνα 4.16: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Στις Εικόνες 4.17 και 4.18 προβάλλονται οι καρτέλες για θερμική αποθήκευση ενέργειας και για αποθήκευση καυσίμων, αντίστοιχα, στις οποίες δεν εισήχθησαν δεδομένα.

The screenshot shows a software interface for configuring thermal storage. The left sidebar is similar to the previous image, but the 'Thermal' option is selected. The main panel is divided into two sections:

- Thermal Storage:** Includes a table with columns for Group 1, Group 2, Group 3, Total, and Unit. The values for Group 1 and Group 2 are 0, and the Total is 0. The Unit is GWh. A note below states: 'For Solar Thermal Storage, go to Supply->Heat Only'.
- Individual Heat Pump Regulation:** Includes a checkbox for 'Not active' and a note: 'When active the Heat Pump heat storage is only used for space heating and not hot water (defined by min distr. value)'.

Εικόνα 4.17: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων θερμικής αποθήκευσης ενέργειας



Εικόνα 4.18: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων αποθήκευσης καυσίμων

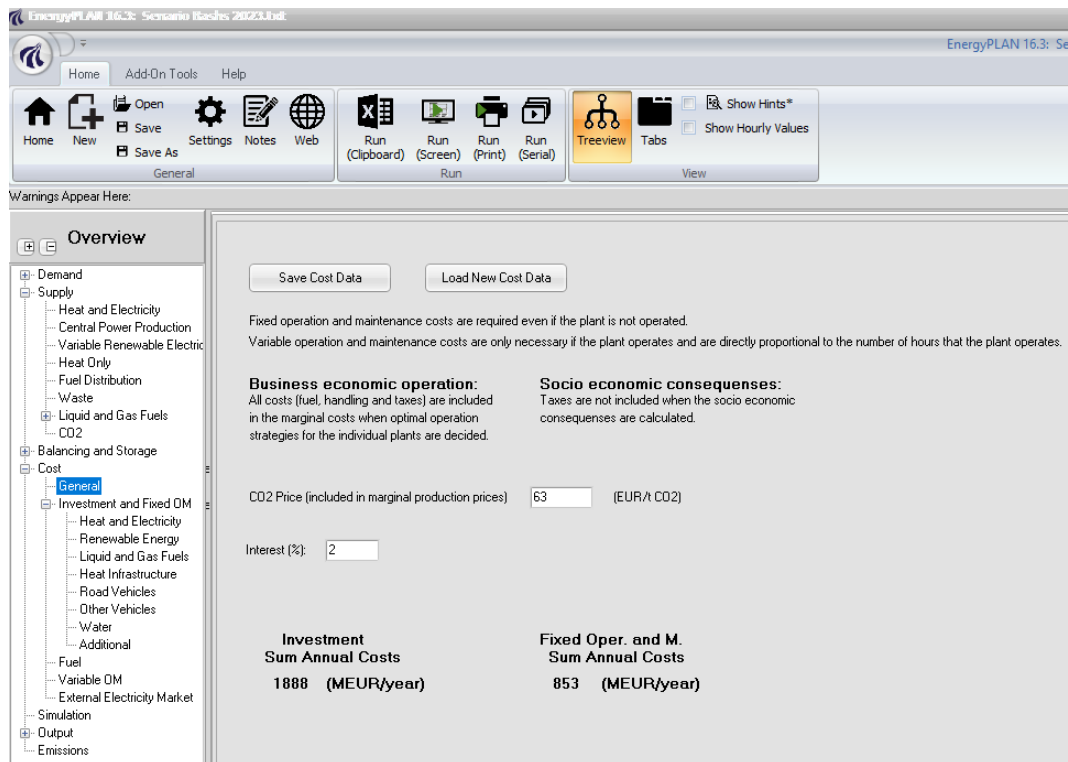
4.5 Κόστη του συστήματος

Επόμενο βήμα στην εισαγωγή δεδομένων αποτελεί η εισαγωγή των διαφόρων δαπανών που απαρτίζουν ένα ενεργειακό σύστημα. Το EnergyPLAN υπολογίζει το κόστος του, διαχωρίζοντάς το στις ακόλουθες βασικές κατηγορίες:

1. Κόστος επένδυσης: Περιλαμβάνει το απαιτούμενο κεφάλαιο, τη διάρκεια ζωής των μονάδων και το επιτόκιο αποπληρωμής.
2. Κόστος καυσίμων: Περιλαμβάνει την αγορά, τη μεταφορά, τους φόρους κάθε καυσίμου, σε συνδυασμό με το κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.
3. Κόστος λειτουργίας: Περιλαμβάνει τα σταθερά και μεταβλητά έξοδα λειτουργίας και συντήρησης όλων των μονάδων παραγωγής.
4. Κόστος της εξωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Το λογισμικό παρέχει μία βάση δεδομένων για τα κόστη ενός ΣΗΕ [40], η οποία αποτέλεσε έναν πολύτιμο οδηγό για τη συμπλήρωση των επόμενων ενοτήτων.

Στην καρτέλα "General" (Εικόνα 4.19) το λογισμικό δίνει τη δυνατότητα εισαγωγής δεδομένων κόστους, αναφέρει τις δύο επιλογές προσέγγισης των οικονομικών στοιχείων του συστήματος, με την κύρια διαφορά τους να είναι η ενσωμάτωση των φόρων στις οικονομικές συνέπειες του συστήματος. Παράλληλα, για τη μελέτη θα ορίσουμε επιτόκιο ίσο με 2% και επιβάρυνση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα ίση με 63€ [41]. Τέλος, παρατίθενται τα συνολικά ετήσια κόστη επενδύσεων και λειτουργίας και συντήρησης σε εκατομμύρια ευρώ, τα οποία προκύπτουν από τα δεδομένα των επόμενων καρτελών.



Εικόνα 4.19: Καρτέλα γενικών δαπανών του συστήματος

Αρχικά, θα συμπληρώσουμε τα κόστη επένδυσης και λειτουργίας και συντήρησης των συμβατικών μονάδων παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού (Εικόνα 4.20) και έπειτα τα αντίστοιχα δεδομένα των ΑΠΕ (Εικόνα 4.21).

Prod. type	Investment		Period	O. and M.		Total Inv. Costs	Annual Costs (MEUR/year)	
	Unit	MEUR pr. Unit		% of Inv.	MEUR		Investment	Fixed Opr. and M.
Small CHP units	133 MW-e	3.5	25	3	466		24	14
Large CHP units	0 MW-e	0.83	26	3	0		0	0
Heat Storage CHP	0 GWh	0	0	0	0		0	0
Waste CHP	0.34 TWh/year	215	20	6	73		4	4
Absorp. HP (waste)	0 MW-th	0	0	0	0		0	0
Heat Pump gr. 2	0 MW-e	0	0	0	0		0	0
Heat Pump gr. 3	0 MW-e	0	0	0	0		0	0
DHP Boiler group 1	0 MW-th	0	0	0	0		0	0
Boilers gr. 2 and 3	185 MW-th	0.52	20	3	96		6	3
Electr. Boiler Gr 2+3	2000 MW-e	0.07	20	1.5	140		9	2
Large Power Plants	7557 MW-e	0.713	25	3	5388		276	162
Nuclear	0 MW-e	0	0	0	0		0	0
Interconnection	4000 MW	0.0022	50	1	9		0	0
Charge e1 storage	0 MW-e	0.8	50	1.5	0		0	0
Discharge e1 storage	0 MW-e	0.8	50	1.5	0		0	0
E1 storage cap	0 GWh	0.00034	10	2	0		0	0
Charge e2 storage	0 MW-e	0	0	0	0		0	0
Discharge e2 storage	0 MW-e	0	0	0	0		0	0
E2 storage cap	0 GWh	0	0	0	0		0	0
Indust. CHP Electr.	4.97 TWh/year	65.8	31	2.13	327		14	7
Indust. CHP Heat	0.00 TWh/year	0	0	0	0		0	0
Rock Steam Storage	0 GWh	0	0	0	0		0	0

Εικόνα 4.20: Καρτέλα εισαγωγής κοστολογικών δεδομένων των μονάδων παραγωγής θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας

Warnings Appear Here:

Overview

- Demand
- Supply
- Balancing and Storage
- Cost
 - General
 - Investment and Fixed OM
 - Heat and Electricity
 - Renewable Energy**
 - Liquid and Gas Fuels
 - Heat Infrastructure
 - Road Vehicles
 - Other Vehicles
 - Water
 - Additional
 - Fuel
 - Variable OM
 - External Electricity Market
- Simulation
- Output
- Emissions

Prod. type	Investment		Period	O. and M.	Total Inv. Costs	Annual Costs (MEUR/year)	
	Unit	MEUR pr. Unit	Years	% of Inv.	MEUR	Investment	Fixed Opr. and M.
Wind	5054 MW-e	0,99	27	3,2	5003	242	160
Wind offshore	0 MW-e	0	0	0	0	0	0
Photo Voltaic	6549 MW-e	1,25	25	1	8186	419	82
Wave power	0 MW-e	0	0	0	0	0	0
Tidal Power	0 MW	0	0	0	0	0	0
CSP Solar Power	0 MW	0	0	0	0	0	0
River of hydro	0 MW-e	5,6	60	1,5	0	0	0
Hydro Power	3171 MW-e	2,51	60	1,25	7958	229	99
Hydro Storage	2041 GWh	7,5	50	1,5	15308	487	230
Hydro Pump	699 MW-e	0,6	50	1,5	419	13	6
Geothermal Electr.	0 MW-e	0	0	0	0	0	0
Geothermal Heat	0 TW/h/year	0	0	0	0	0	0
Solar thermal	0 TW/h/year	0	0	0	0	0	0
Heat Storage Solar	0 GWh	0	0	0	0	0	0
Indust. Excess Heat	0 TW/h/year	30	30	10	0	0	0

Εικόνα 4.21: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων κόστους ΑΠΕ

Στη συνέχεια, θα συμπληρώσουμε την καρτέλα με τα κόστη των καυσίμων (Εικόνα 4.22). Πιο συγκεκριμένα, οι παγκόσμιες τιμές αγοράς των καυσίμων αντλήθηκαν από τη διοίκηση ενεργειακών πληροφοριών των ΗΠΑ για τον άνθρακα [42], από το markets insider για το αργό πετρέλαιο [43], το mylprg για το πετρέλαιο κίνησης, τη βενζίνη και το υγραέριο [44] και το Bloomberg [45] για το φυσικό αέριο. Παράλληλα, τα κόστη διαχείρισης καυσίμων συγκεντρώθηκαν από τη βάση δεδομένων του λογισμικού [40].

Warnings Appear Here:

Overview

- Demand
- Supply
 - Heat and Electricity
 - Central Power Production
 - Variable Renewable Electric
 - Heat Only
 - Fuel Distribution
 - Waste
 - Liquid and Gas Fuels
 - CO2
- Balancing and Storage
 - Electricity
 - Thermal
 - Liquid and Gas Fuel
- Cost
 - General
 - Investment and Fixed OM
 - Heat and Electricity
 - Renewable Energy
 - Liquid and Gas Fuels
 - Heat Infrastructure
 - Road Vehicles
 - Other Vehicles
 - Water
 - Additional
 - Variable OM
 - External Electricity Market
- Simulation
- Output
- Emissions

Fuels and Taxes

Fuel price alternative: **Basic**

	Coal	FuelOil	Diesel Gasoil	Petrol/JP	Ngas	LPG	Waste	Biomass	Dry Biomass	Wet Biomass	Nuclear/Uranium	Hydrogen
Fuel Price (world market prices) (EUR/GJ)	2,70783	13,1224	39,4737	46,052	2,0627	22,421	+ 0	0	0	0	0	0

Fuel handing costs (distribution and refinery) (EUR/GJ)

	Coal	FuelOil	Diesel Gasoil	Petrol/JP	Ngas	LPG	Waste	Biomass	Dry Biomass	Wet Biomass	Nuclear/Uranium	Hydrogen
To Biomass Conversion Plants								1,186	1,186	1,186		
To central CHP and power stations	0,05	0,29		0,21			0	0,68				
To dec. CHP, DH and Industry	0	1,78		0,94			0	0,55				
To Individual house holds	0		3,85	4,04				4,34				
To transportation (road and train)			3,85	4,67	0			0				
To transportation (air)				0,29								

Taxes (EUR/GJ)

	Coal	FuelOil	Diesel Gasoil	Petrol/JP	Ngas	LPG	Waste	Biomass	Dry Biomass	Wet Biomass	Nuclear/Uranium	Hydrogen
Individual households	0		0	0			0					
Industry	0	0		0			0	0				
Boilers (at CHP and DH plants)	0	0		0			0	0				
CHP units	0	0		0			0	0				
Compressed Air Energy Storage (CAES)				0								

Taxes on electricity for energy conversion:

(EUR/MWh)	DH systems	Individual houses
Electric heating	0	0
Heat Pumps	0	0
Electrolysers	0	0
Electric cars		0
Pump (storage)	0	

Biomass: E.g. straw and wood incl. pellets
Dry Biomass: Green energy crops for Biomass conversion
Wet Biomass: E.g. manure etc. for biogas production

Εικόνα 4.22: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων κόστους καυσίμων

Ακολουθεί η Εικόνα 4.23, στην οποία καταγράφονται αναλυτικά τα επιπρόσθετα κόστη λειτουργίας και συντήρησης των μονάδων παραγωγής ενέργειας του συστήματος.

Warnings Appear Here:

Overview

- Heat and Electricity
- Central Power Production
- Variable Renewable Electric
- Heat Only
- Fuel Distribution
- Waste
- Liquid and Gas Fuels
 - Biofuels
 - Biogases
 - Hydrogen
 - Electrofuels
 - HTL and Pyrolysis
- CO2
- Balancing and Storage
 - Electricity
 - Thermal
 - Liquid and Gas Fuel
- Cost
 - General
 - Investment and Fixed OM
 - Heat and Electricity
 - Renewable Energy
 - Liquid and Gas Fuel
 - Heat Infrastructure
 - Road Vehicles
 - Other Vehicles
 - Water
 - Additional
 - Variable OM
 - External Electricity Market
- Simulation
- Output
- Emissions

District Heating and CHP systems

Boiler	0,9	EUR/MWh-h
CHP	2,9	EUR/MWh-e
Heat Pump	0,45	EUR/MWh-e
Electric heating	0,4	EUR/MWh-e

Power Plants

Hydro Power	30	EUR/MWh-e
Condensing	10	EUR/MWh-e
Geothermal	0	EUR/MWh-e
GTL M1	0	EUR/MWh-h-fuel-input
GTL M2	0	EUR/MWh-h-fuel-input

Storage

Electrolyser	1	EUR/MWh-e
Pump	2,3	EUR/MWh-e
Turbine	2,3	EUR/MWh-e
V2G Discharge *)	0	EUR/MWh-e
Hydro Power Pump	1,19	EUR/MWh-e
Steam Storage	0	EUR/MWh-e

Individual

Boiler	0	EUR/MWh-h
CHP	0	EUR/MWh-e
Heat Pump	0	EUR/MWh-e
Electric heating	0	EUR/MWh-e

*) Total cost of storing defined pr. MWh of electricity production
**) Minimum selling price divided by maximum buying price

Marginal Costs of producing 1 MWh electricity

District Heating

Incr. CHP2 decr. HP2	5	EUR/MWh
Incr. CHP3 decr. HP3	38	EUR/MWh
Incr. CHP2 decr. B2	-38	EUR/MWh
Incr. CHP3 decr. B3	50	EUR/MWh
Incr. B2 decr. HP2	107	EUR/MWh
Incr. B3 decr. HP3	8	EUR/MWh
Incr. B2 decr. EB2	36	EUR/MWh
Incr. B3 decr. EB3	3	EUR/MWh
Incr. CHP2 decr. ELT2	-	EUR/MWh
Incr. CHP3 decr. ELT3	-	EUR/MWh
Incr. B2 decr. ELT2	-	EUR/MWh
Incr. B3 decr. ELT3	-	EUR/MWh
Incr. GTL decr. B3	721	EUR/MWh
Incr. GTL decr. CHP3	-517	EUR/MWh

Power Plants

Condensing Power	48	EUR/MWh
FP2	142	EUR/MWh
Hydro Power	30	EUR/MWh
Geothermal	0	EUR/MWh

Individual

Incr. Ngas: CHP decr. B.	33	EUR/MWh
Incr. Bio: CHP decr. B.	27	EUR/MWh
Incr. HP decrease EH	0	EUR/MWh

Marginal Costs of storing 1 MWh electricity

	EUR/MWh	Multiplication Factor **)
Individual		
Incr. H2: CHP decr. Boiler	2	2,03
Storage		
V2G (Electric Vehicle)	0	1,23
Pump/Turbine (CAES)	5	1,23
Pump/Turbine (Store2)	5	1,39
Hydro Pump Storage	25	1,23
Steam Storage	-	0,00

Εικόνα 4.23: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων διαφόρων δαπανών λειτουργίας και συντήρησης

Τέλος, παρατίθενται στην Εικόνα 4.24 τα κόστη της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, με μέση τιμή για το 2023 τα 119€/MWh σύμφωνα με τον ΑΔΜΗΕ [46].

The screenshot shows a software interface with a tree view on the left and a settings panel on the right. The tree view includes categories like Demand, Supply, Balancing and Storage, Cost, Investment and Fixed OM, Simulation, Output, and Emissions. The 'Cost' category is expanded, showing sub-items like General, Heat and Electricity, Renewable Energy, Liquid and Gas Fuels, Heat Infrastructure, Road Vehicles, Other Vehicles, Water, Additional, Fuel, Variable OM, and External Electricity Market. The 'External Electricity Market Definition' section on the right includes a 'Price distribution' dropdown set to 'GR market prices.txt', an 'Addition factor' of 6, a 'Multiplication factor' of 1, and a 'Resulting average price' of 119 EUR/MWh. The 'External Electricity Market response to import/export' section includes a 'Price elasticity' of 0.003, a 'Basic price level for price elasticity' of 20, a 'Maximum Market electricity price' of 270, and a 'Minimum Market electricity price' of 0, all in EUR/MWh.

External Electricity Market Definition	
Price distribution	GR market prices.txt
Addition factor	6 EUR/MWh
Multiplication factor	1
Resulting average price :	119 EUR/MWh

External Electricity Market response to import/export	
Price elasticity	0.003 EUR/MWh pr. MW
Basic price level for price elasticity	20 EUR/MWh
Maximum Market electricity price	270 EUR/MWh
Minimum Market electricity price	0 EUR/MWh

Εικόνα 4.24: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων κόστους αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Κεφάλαιο 5

Προσομοίωση σεναρίου βάσης 2023

Αφού ολοκληρώθηκε η εισαγωγή όλων των απαραίτητων δεδομένων στο λογισμικό στο Κεφάλαιο 4 , το επόμενο βήμα της μελέτης συνίσταται στην προσομοίωση του ελληνικού ΣΗΕ για το έτος 2023, το οποίο λειτουργεί ως το σενάριο βάσης.

5.1 Επιλογή στρατηγικής προσομοίωσης

Στην Εικόνα 5.1 παρουσιάζονται οι δύο επιλογές στρατηγικών προσομοίωσης που παρέχει το EnergyPLAN. Κάθε στρατηγική προσομοίωσης περιλαμβάνει ορισμένες επιμέρους ρυθμίσεις που καθορίζουν πώς θα διαχειριστούν οι διαφορετικές τεχνολογίες παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας, καθώς και τον τρόπο αλληλεπίδρασης με την αγορά ηλεκτρισμού.

Αριστερά στην καρτέλα των στρατηγικών, καταγράφονται οι λεπτομέρειες της τεχνικής προσομοίωσης, η οποία στοχεύει στην τεχνική βελτιστοποίηση του συστήματος. Η τεχνική προσομοίωση βασίζεται στις ικανότητες των στοιχείων του ενεργειακού συστήματος. Η διαφορά μεταξύ ζήτησης και προσφοράς καλύπτεται εφόσον οι μονάδες παραγωγής ενέργειας είναι σε θέση να ολοκληρώσουν το έργο τους. Μόνο στις περιπτώσεις που οι μονάδες παραγωγής ενέργειας αδυνατούν να καλύψουν τη ζήτηση εισάγεται ενέργεια από την εξωτερική αγορά, και στις περιπτώσεις παραγωγής πλεονάζουσας ενέργειας, αυτή εξάγεται στην εξωτερική αγορά [47].

Η πρώτη επιλογή είναι ανάμεσα στην εξισορρόπηση της θερμικής ζήτησης όπου το σύστημα προσπαθεί να καλύψει τις θερμικές απαιτήσεις πριν εξετάσει την ισορροπία ηλεκτρικής ενέργειας ή την ταυτόχρονη εξισορρόπηση της ζήτησης θερμότητας και ηλεκτρισμού, χωρίς προτεραιότητα σε κάποια από τις δύο κατηγορίες. Η επόμενη αφορά την αξιοποίηση των αντλιών θερμότητας και των λεβήτων είτε για την κατανάλωση της κρίσιμης πλεονάζουσας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (CEEP), η οποία αντορποσωπεύει την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας δεν μπορεί να εξαχθεί εξαιτίας της έλλειψης χωρητικότητας των διασυνδέσεων, είτε για την εξάλειψη της εξαγόμενης ενέργειας.

Αναφορικά με τη ρύθμιση της V2G, χρησιμοποιείται είτε για την εξισορρόπηση μόνο της CEEP και της παραγωγής από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, είτε για την εξισορρόπηση όλων των εισαγωγών και εξαγωγών, καθώς και της παραγωγής από τις συμβατικές μονάδες. Η επόμενη ρύθμιση αφορά την αποθήκευση ενέργειας μέσω βραχύδους στρώματος και περιλαμβάνει τις ίδιες επιλογές με τη V2G. Στο τέλος, χρησιμοποιώντας έναν αριθμό προτεραιότητας, καθορίζεται η σειρά με την οποία θα αξιοποιηθούν οι διάφορες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας για τη διαδικασία εξισορρόπησης του συστήματος.

Η δεύτερη κύρια στρατηγική είναι η οικονομική προσομοίωση της αγοράς (Εικόνα 5.2) η οποία έχει σχεδιαστεί για να καλύπτει τη ζήτηση ενέργειας με το μικρότερο δυνατό κόστος και όχι με την ελάχιστη κατανάλωση καυσίμου. Για την προσομοίωση αυτή υλοποιούνται δύο βασικά βήματα:

1. Υπολογίζεται το βραχυπρόθεσμο οριακό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας για κάθε μονάδα παραγωγής.
2. Επιλέγεται ο λιγότερο δαπανηρός συνδυασμός μονάδων παραγωγής για την κάλυψη της ζήτησης [47].

Η στρατηγική αυτή δεν στοχεύει στην βελτιστοποίηση του μακροπρόθεσμου κόστους των ενεργειακών τεχνολογιών, αλλά εστιάζει περισσότερο στη συμπεριφορά της αγοράς. Αρχικά, ρυθμίζουμε τη λειτουργία της V2G, επιλέγοντας ανάμεσα στην απεριόριστη χρήση, στον περιορισμό της φόρτισης ανάλογα με τη διαθέσιμη ισχύ από τα εργοστάσια παραγωγής και τις εισαγωγές, με αφαίρεση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και στην εφαρμογή με σκοπό την ελαχιστοποίηση της μέγιστης παραγωγής των συμβατικών μονάδων. Παράλληλα, προσδιορίζουμε τον αντίκτυπο της χωρητικότητας των διασυνδέσεων στην τιμή του συστήματος καθώς και των ΑΠΕ, για τις οποίες αποφασίζουμε την αδιάκοπη λειτουργία τους ακόμη και αν διαμορφώνουν αρνητικές τιμές στην αγορά.

Ανάλογα με την προτεραιότητα της κάθε μελέτης, εάν δηλαδή είναι η τεχνική βελτιστοποίηση του ενεργειακού συστήματος ή η οικονομική βιωσιμότητα μέσω αγοράς, επιλέγεται η κατάλληλη στρατηγική. Σε αυτή τη μελέτη, κύριο μέλημα αποτελεί η ομαλή λειτουργία του ενεργειακού συστήματος, γι' αυτό προκρίνεται η τεχνική προσομοίωση. Αυτή η στρατηγική επικεντρώνεται στην εξισορρόπηση της ζήτησης θερμότητας και ηλεκτρισμού, επιτρέποντας την προσαρμογή των τεχνικών παραμέτρων ώστε να διασφαλιστεί η αποτελεσματική και συνεχής λειτουργία του συστήματος.

Chose Simulation Strategy:

☐ Technical Simulation

Technical Simulation Strategy:

- ☐ 1 Balancing heat demands
- ☒ 2 Balancing both heat and electricity demands

Individual Heat Pump Simulation:

- ☐ 1 Individual Heat Pumps and Electric Boilers seek to utilise only Critical Excess Production
- ☒ 2 Individual Heat Pumps and Electric Boilers seek to utilise all electricity export

V2G Regulation:

- ☐ 1 V2G seek to balance only Critical Excess and Power Plant Production
- ☒ 2 V2G seek to balance Power Plants and all electricity import and export

Rock bed regulation:

- ☐ 1 Rock bed storage seek to balance only Critical Excess and Power Plant Production
- ☒ 2 Rock bed storage seek to balance Power Plants and all electricity import and export

Prioritization in balancing of electricity:

Electricity balancing priority:

1 Pumped Hydro
2 Vehicle to Grid
3 Rock bed storage

☐ Market Economic Simulation

V2G Simulation Strategy:

- ☒ 1 No limitations
- ☐ 2 Limitation: Smart Charge/V2G charge $\leq \text{PowerPlant-cap} + \text{import-max} \cdot \text{electricity demand}$
- ☐ 3 V2G seeks to minimise PP max

Transmission capacity's effect on system price:

- ☐ Transmission capacity does not limit the effect on the system price
- ☒ Transmission capacity limits the effect on system price

RES influence on system electricity prices:

- ☐ Zero bidding price (RES can stop)
- ☒ Negative bidding price (RES cannot stop)

Technical and Market Simulations

The Market economic simulation strategy is based on a short-term marginal price market model similar to the NordPOOL market design, so it focuses solely on bids to the electricity market while minimizing short-term electricity consumer costs and minimizing short-term district heating costs. As a result, this simulation strategy only uses variable costs and does not optimize based on the long-term costs of different energy supply technologies. Furthermore, it only optimises the supply side of the energy system, and not the demand side (although the user can manually change the demand and analyse the resulting impact of a market economic simulation). While mathematically it is possible using the price elasticity feature in EnergyPLAN to simulate 100% renewable energy scenarios using this current market design, represented by the market economic simulation, this may not accurately represent how future energy supply and demand markets should be designed. Today's markets are primarily designed for dispatchable plants, whereas 100% renewable energy systems will most likely depend on very high levels of non-dispatchable renewable energy. Therefore, using the technical simulation strategy is typically more accurate at simulating energy systems with very large penetrations of intermittent renewable energy, which in combination with the cost data for the technologies, makes it possible for the user to identify least cost solutions over their total lifetime.

Εικόνα 5.1: Καρτέλα επιλογής στρατηγικής προσομοίωσης

Εικόνα 5.2: Παράμετροι της οικονομικής προσομοίωσης αγοράς

5.2 Αποτελέσματα προσομοίωσης

Αφού επιλέχθηκε και η στρατηγική προσομοίωσης του συστήματος βάσης, το λογισμικό πλέον είναι έτοιμο να μελετήσει τη λειτουργία του. Στις Εικόνες 5.3 και 5.4 πραγματοποιείται μία αναλυτική καταγραφή της προσομοίωσης. Η Εικόνα 5.3 περιλαμβάνει ορισμένα βασικά στοιχεία εισόδου του συστήματος, όπως τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, την εγκατεστημένη χωρητικότητα κάθε τεχνολογίας παραγωγής ενέργειας, τις στρατηγικές

εξισορρόπησης της CEEP, καθώς και δεδομένα της αγοράς και των καυσίμων. Επίσης, εμπεριέχει την παραγωγή και ζήτηση θέρμανσης και ηλεκτρισμού, το μίγμα της συνολικής κατανάλωσης καυσίμων καθώς και τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Η Εικόνα 5.4 περιέχει τη μηνιαία παραγωγή θερμικής ενέργειας, λεπτομέρειες για τις μονάδες ΑΠΕ, τον υπολογισμό των συνολικών εξόδων του συστήματος και το ισοζύγιο φυσικού αερίου.

Στον Πίνακα 5.1 παρατίθενται τα στοιχεία των ΑΠΕ του συστήματος βάσης, όπως η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας που ήταν ίση με 32,66 TWh και το μερίδιο τους στην παροχή πρωτογενούς ενέργειας που ήταν ίσο με 24,1%. Ωστόσο, σύμφωνα με τον ΑΔΜΗΕ, η παραγωγή από ΑΠΕ το 2023 ανήλθε στις 25 TWh [48]. Αυτή η διαφορά οφείλεται στη φύση της τεχνικής προσομοίωσης του λογισμικού, η οποία αγνοεί τους περιορισμούς που προκύπτουν από την αγορά και προσπαθεί να καλύψει τη ζήτηση αξιοποιώντας τις διαθέσιμες πηγές στο μέγιστο δυνατό βαθμό. Παράλληλα, σε αυτό το γεγονός συμβάλλουν οι στρατηγικές εξισορρόπησης του συστήματος, η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και οι ρυθμίσεις της τεχνικής προσομοίωσης, όπου επιλέγεται η αντικατάσταση των συμβατικών μονάδων με αντλίες θερμότητας για να καλυφθεί η πλεονάζουσα παραγωγή ενέργειας, να μειωθεί η χρήση των καυσίμων και να παραχθεί η ενέργεια με τον οικονομικότερο δυνατό τρόπο. Οι περιορισμοί της αγοράς παίζουν εξίσου σημαντικό ρόλο σε αυτή τη διαφορά παραγωγής, καθώς οι τρέχουσες αγορές δεν είναι ικανές να υποστηρίξουν μία ένταξη των ΑΠΕ σε τέτοιο βαθμό, διότι μπορεί να προκληθούν αρνητικές τιμές εξαιτίας του ελάχιστου μεταβλητού κόστους που χαρακτηρίζει τις ΑΠΕ, οδηγώντας με αυτόν τον τρόπο τις αγορές σε οικονομική αστάθεια.

Πίνακας 5.1: Στοιχεία ΑΠΕ του συστήματος βάσης

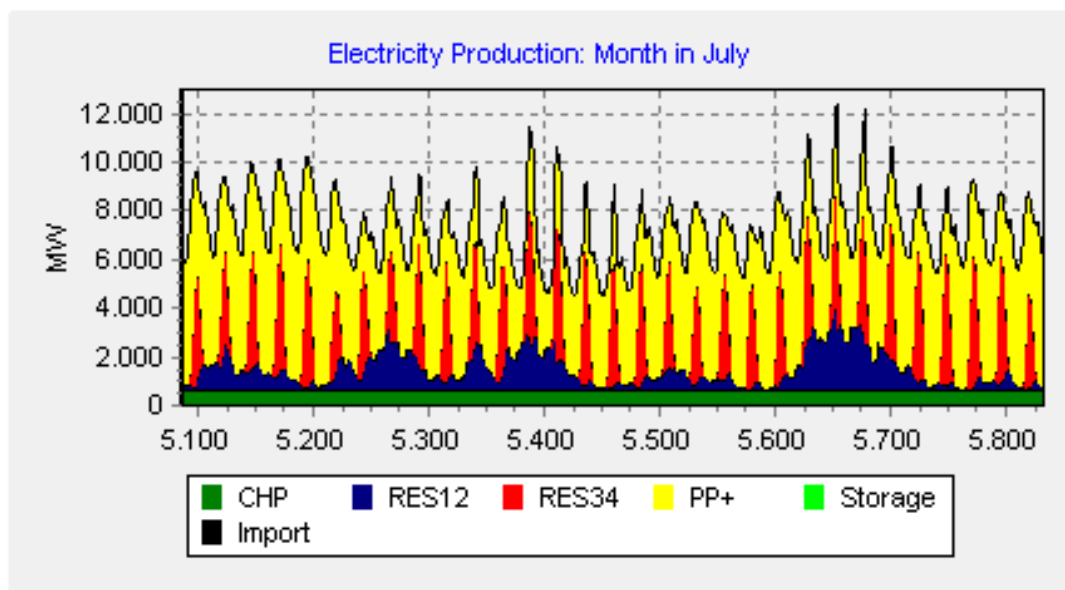
Στοιχεία ΑΠΕ	Τιμή
Μερίδιο στην παροχή πρωτογενούς ενέργειας	24,1%
Μερίδιο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	83,2%
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	32,66 TWh

Σχετικά με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τη μεγαλύτερη συνεισφορά παρείχαν τα αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα, με παραγωγή που ανήλθε σε 18,38 TWh. Ακολούθησαν οι συμβατικοί σταθμοί τεχνολογίας συμπύκνωσης (PP) με παραγωγή 17,81 TWh και οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί (ΥΗΣ) με 13,75 TWh.

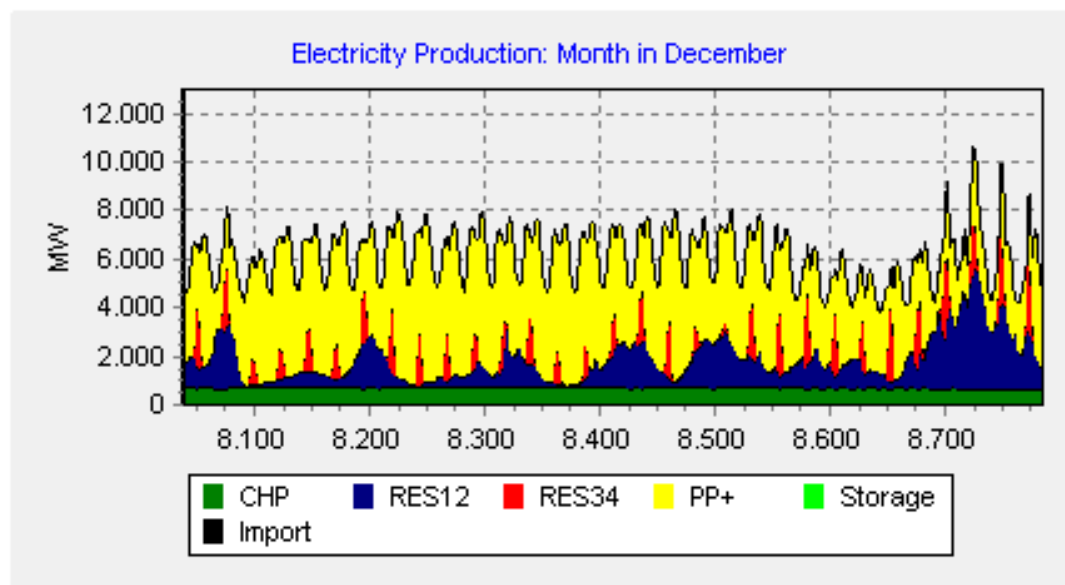
Στο Διάγραμμα 5.1 απεικονίζεται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Ιούλιο. Στον οριζόντιο άξονα βρίσκονται οι ώρες του έτους και στον κάθετο η παραγωγή σε MW. Παρατηρούμε μεγάλη παραγωγή με κόκκινο χρώμα της ομάδας "RES34" που αντιπροσωπεύει την παραγωγή από φωτοβολταϊκά, για συγκεκριμένες ώρες του μήνα το οποίο εξηγείται από τη φύση αυτής της τεχνολογίας που παράγει ηλεκτρική ενέργεια αποκλειστικά της ώρες ηλιοφάνειας. Τις νυχτερινές ώρες, αυτό το κενό στην παραγωγή καλύπτουν τα εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας "PP+" (οι οποίες

περιλαμβάνουν και τους ΥΗΣ), ενώ αξιοσημείωτη είναι και η παραγωγή της ομάδας "RES12" που αντιπροσωπεύει τις ανεμογεννήτριες.

Αντίθετα, στο Διάγραμμα 5.2 παρουσιάζεται η παραγωγή του Δεκεμβρίου, στο οποίο η παραγωγή των φωτοβολταϊκών είναι εξαιρετικά μειωμένη, εξαιτίας της μειωμένης ηλιοφάνειας τους χειμερινούς μήνες. Η παραγωγή των ανεμογεννητριών είναι περισσότερη σε σύγκριση με τον Ιούλιο, αλλά δεν είναι σταθερή. Γι' αυτό το λόγο το μεγαλύτερο ποσοστό της παραγωγής καταλαμβάνουν τα εργοστάσια ηλεκτροπαραγωγής.

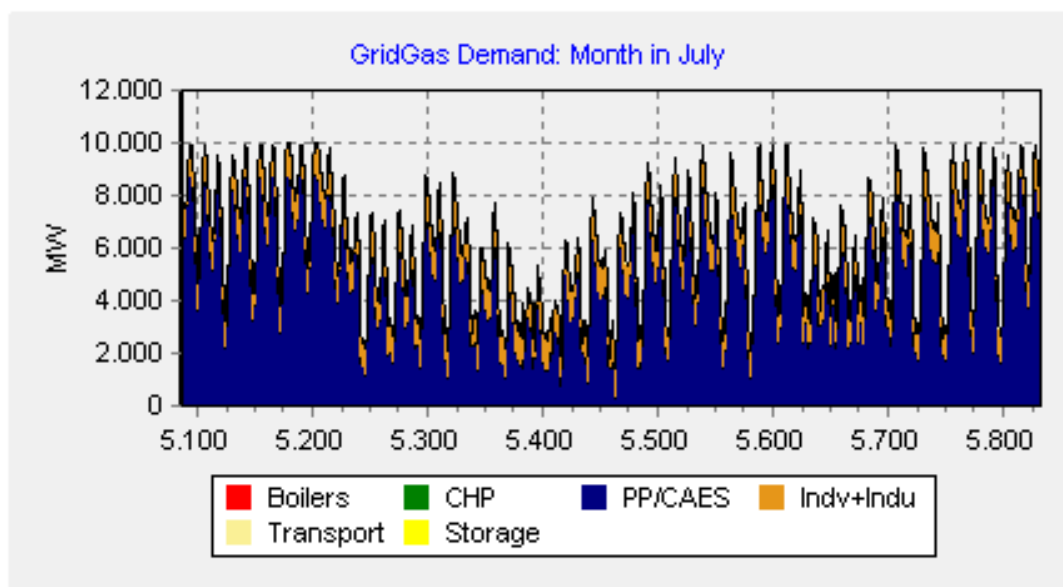


Διάγραμμα 5.1: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Ιούλιο του σεναρίου βάσης

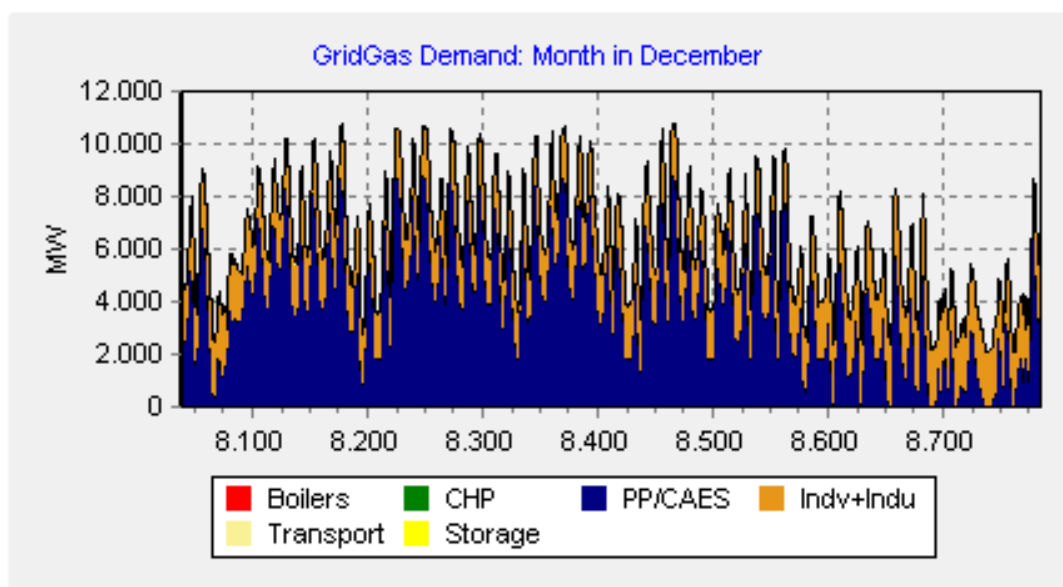


Διάγραμμα 5.2: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Δεκέμβριο του σεναρίου βάσης

Ακολουθούν τα Διαγράμματα 5.3 και 5.4, στα οποία παρατίθεται η ζήτηση αερίων του συστήματος τον Ιούλιο και το Δεκέμβριο αντίστοιχα. Παρατηρούμε αυξημένη ζήτηση το Δεκέμβριο σε σύγκριση με τον Ιούλιο που αιτιολογείται από τη μεγαλύτερη συχνότητα των υψηλών τιμών ζήτησης σε όλη τη διάρκεια του μήνα. Αυτή η διαφορά είναι πιθανό να σχετίζεται με τις αυξημένες ανάγκες για θέρμανση τον χειμώνα, οι οποίες απεικονίζονται με πορτοκαλί χρώμα, ενώ τον Ιούλιο είναι σχεδόν μηδενικές.



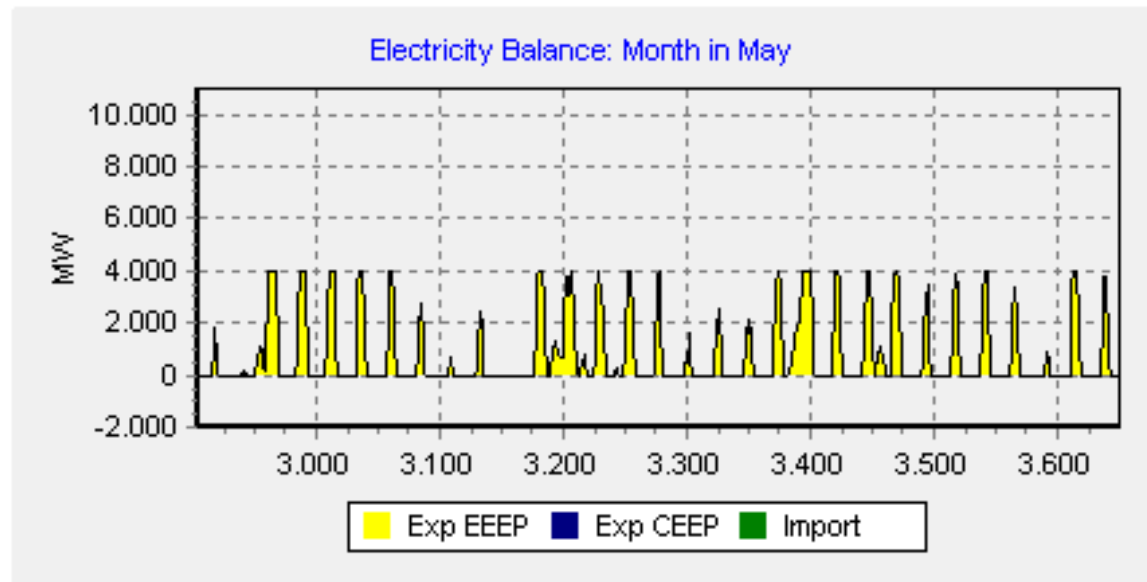
Διάγραμμα 5.3: Ζήτηση αερίων τον Ιούλιο του σεναρίου βάσης



Διάγραμμα 5.4: Ζήτηση αερίων τον Δεκέμβριο του σεναρίου βάσης

Εξαιτίας της τεχνικής προσομοίωσης και της πλεονάζουσας παραγωγής από ΑΠΕ το ενεργειακό σύστημα του 2023 παρουσιάζει θετικό ισοζύγιο εισαγωγών/εξαγωγών με καθαρές εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας ύψους 2,4 TWh. Ο Μάιος ξεχωρίζει ως ο μήνας με

τις υψηλότερες εξαγωγές, καταγράφοντας μέση τιμή της τάξης των 788 MW. Αυτό αποδίδεται στην υψηλή παραγωγή από ΑΠΕ σε συνδυασμό με τη χαμηλότερη ζήτηση ενέργειας σε σύγκριση με τους θερινούς μήνες. Το ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας του Μαΐου απεικονίζεται στο Διάγραμμα 5.5.



Διάγραμμα 5.5: Ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας τον Μάιο του σεναρίου βάσης

Η πρωτογενής ενέργεια του συστήματος ήταν ίση με 210,76 TWh, με βασικότερο καύσιμο κατανάλωσης το πετρέλαιο, το οποίο προσέφερε 104,47 TWh. Η κατανομή της πρωτογενούς ενέργειας παρουσιάζεται αναλυτικότερα στον Πίνακα 5.2. Σύμφωνα με την [35], η συνολική παροχή πετρελαίου στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα του 2023 προσέγγισε τις 118,5 TWh και του φυσικού αερίου τις 46,2 TWh, διαπιστώνοντας έτσι μία μικρή απόκλιση σε σχέση με την προσομοίωση. Παράλληλα, οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα ισούταν με 40,375 εκατομμύρια τόνους.

Πίνακας 5.2: Κατανομή πρωτογενούς ενέργειας σεναρίου βάσης

Καύσιμο	TWh
Άνθρακας	1,76
Πετρέλαιο	104,49
Φυσικό Αέριο	53,65
Βιομάζα	15,83
ΑΠΕ	35,04
Υδρογόνο	0
Βιοκαύσιμα	0
Πυρηνικά	0
Σύνολο	210,76

Στον Πίνακα 5.3 πραγματοποιείται μία εκτενής ανάλυση του ετήσιου κόστους του σεναρίου βάσης, το οποίο διαμορφώθηκε στα 21.030 εκατομμύρια ευρώ.

Πίνακας 5.3: Ανάλυση ετήσιου κόστους του σεναρίου βάσης

Ετήσιο Κόστος (Εκατ. Ευρώ)	Σύνολο	Μεταβλητό	Ανάλυση
Συναλλαγή καυσίμων και φυσικού αερίου		15.591	
Άνθρακας			17
Αργό Πετρέλαιο			912
Πετρέλαιο κίνησης			8.377
Βενζίνη			5.980
Χειρισμός αερίου			150
Βιομάζα			155
Εισόδημα από τρόφιμα			0
Απόβλητα			0
Κόστος συναλλαγής φυσικού αερίου		350	
Οριακό κόστος λειτουργίας		595	
Συναλλαγή ηλεκτρικής ενέργειας		-764	
Εισαγωγή			0
Εξαγωγή			-201
Κόστος συμφόρησης			0
Σταθερές εισαγωγές/εξαγωγές			-563
Κόστος εκπομπών CO ₂		2517	
Μεταβλητό κόστος	18.289		
Σταθερό κόστος λειτουργίας	853		
Ετήσιο κόστος επένδυσης	1.888		
Σύνολο	21.030		

Κεφάλαιο 6

Προσομοίωση σεναρίων διείσδυσης 2030

Όπως προαναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 3 , το ΕΣΕΚ έχει διαμορφώσει 2 σενάρια για την επίτευξη των στόχων της διείσδυσης της ηλεκτροκίνησης στον τομέα των ελαφρών οχημάτων. Ειδικότερα:

➤ Σταθερό Σενάριο

- Η επίτευξη των καθορισμένων στόχων εξαρτάται από τη διατήρηση των ήδη υφιστάμενων πολιτικών μέτρων χωρίς την ανάγκη επιπρόσθετων παρεμβάσεων.
- Μερίδιο των BEV και PHEV στην αγορά του 2030 = 30%
- Κυκλοφορούντα ηλεκτρικά αυτοκίνητα το 2030 = 265.784
- Σταθερό Σενάριο στο EnergyPLAN = 265.000 ηλεκτρικά αυτοκίνητα

➤ Αισιόδοξο Σενάριο

- Η υλοποίηση των προκαθορισμένων στόχων βασίζεται στην εφαρμογή ενισχυμένων πολιτικών που προωθούν την ηλεκτροκίνηση.
- Μερίδιο των BEV και PHEV στην αγορά του 2030 = 50%
- Κυκλοφορούντα ηλεκτρικά αυτοκίνητα το 2030 = 430.631
- Αισιόδοξο Σενάριο στο EnergyPLAN = 430.000 ηλεκτρικά αυτοκίνητα

6.1 Παραμετροποίηση του ΣΗΕ για το 2030

Για να γίνει δυνατή η προσομοίωση των σεναρίων διείσδυσης ηλεκτρικών αυτοκινήτων του ΕΣΕΚ για το 2030, πρώτο βήμα αποτελεί η κατασκευή του ελληνικού ΣΗΕ με τη βοήθεια του EnergyPLAN. Ουσιαστικά, θα διαμορφωθεί ένα κοινό σύστημα για τα 2 σενάρια, με τη μόνη διαφορά να έγκειται στα δεδομένα ζήτησης του τομέα μεταφορών που περιλαμβάνει τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα.

6.1.1 Δεδομένα για το ελληνικό ΣΗΕ του 2030

Για την παραμετροποίηση του ενεργειακού συστήματος, είναι απαραίτητα τα δεδομένα που παρέχει το αναθεωρημένο ΕΣΕΚ σχετικά με το ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας του 2030 [2].

Αρχικά, στον Πίνακα 6.1, παρατίθενται τα προβλεπόμενα δεδομένα κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας ανά τομέα για το 2030 από το ΕΣΕΚ και υπολογίζεται η τελική ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας 6.1: Πρόβλεψη κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας ανά τομέα το 2030 [2]

Τομέας κατανάλωσης	Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (TWh)
Βιομηχανικός	12,4
Οικιακός	19,3
Εμπορικός	18
Αγροτικός / Πρωτογενής	2,9
Μεταφορικός	1,7
Παραγωγή υδρογόνου	1,4
Αποθήκευση CO ₂	0,3
Λοιπά	0,2
Καθαρή Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας	56,2
Απώλειες δικτύου	3,5
Απώλειες αποθήκευσης	1,2
Ιδιοκαταναλώσεις	0,6
Ακαθάριστη Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας	61,5
Ποντοπόρος ναυτιλία	0,1
Τελική Ακαθάριστη Κατανάλωση χωρίς τις Ιδιοκαταναλώσεις	61,1

Στη συνέχεια, χρήζουν εξέχουσας σημασίας τα δεδομένα του ελληνικού συστήματος παραγωγής ελληνικής ενέργειας του 2030. Η διαμόρφωση του συστήματος εστιάζει στη σημαντική αύξηση στη χρήση ΑΠΕ και στην απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων έως το τέλος του 2028, ως μέρος της εθνικής πρωτοβουλίας για την απεξάρτηση από τη χρήση λιγνίτη στον τομέα της ενέργειας. Επιπλέον, προβλέπεται η ελάττωση της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων πετρελαίου, οι οποίες θα σταματήσουν να λειτουργούν εξαιτίας των υψηλών εκπομπών ρύπων, της παλαιότητάς τους και των επερχόμενων διασυνδέσεων των νήσων με το ηπειρωτικό σύστημα. Οι διάφορες τεχνολογίες των μονάδων παραγωγής του συστήματος και η ισχύς τους καταγράφονται στον Πίνακα 6.2.

Παράλληλα, υπολογίζεται η καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος, από τις μονάδες του Πίνακα 6.2, στις 59,3 TWh. Αξίζει να σημειωθεί το γεγονός ότι από αυτές οι 48,4 TWh προέρχονται από ΑΠΕ. Επομένως, για να καλυφθεί η συνολική κατανάλωση των 61,1 TWh, εκτιμώνται εισαγωγές ενέργειας της τάξεως των 1,8 TWh.

Πίνακας 6.2: Εγκατεστημένη ισχύς και παραγωγή ηλεκτρικής ανά τεχνολογία παραγωγής
έως το 2030 [2]

Σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	Ετήσια εγκατεστημένη ισχύς (MW)			Παραγωγή Ηλεκτρικής ενέργειας (TWh)
	2022	2025	2030	2030
Φωτοβολταϊκά	5.430	8.500	13.500	20,3
Χερσαία Αιολικά	4.702	7.000	8.900	20,7
Υπεράκτια Αιολικά	0	0	1.900	0,6
Μεγάλοι ΥΗΣ	3.171	3.171	3.458	5,5
Μικροί ΥΗΣ	250	338	365	0,9
Βιομάζα και Βιοαέριο	161	123	81	0,4
Λιγνίτης	1.625	1.280	-	-
Φυσικό αέριο	6.296	7.045	7.885	10,4
ΣΗΘΥΑ με φυσικό αέριο	127	127	205	0,1
Πετρέλαιο	846	863	196	0,4
Σύνολο	22.608	28.445	36.490	59,3

Η σημαντική ανάπτυξη συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο σε επίπεδο ισχύος όσο και χωρητικότητας, αποτελεί βασικό στόχο του ΕΣΕΚ και είναι κρίσιμη προϋπόθεση για την ενίσχυση της παρουσίας των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα της χώρας. Οι μονάδες αποθήκευσης με τη συμμετοχή τους στις αγορές ενέργειας, αναμένεται να συμβάλουν σημαντικά στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, αντικαθιστώντας εν μέρει τη λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις περιόδους υψηλής ζήτησης. Για να επιτευχθεί αυτό, θα απορροφούν ενέργεια κατά τις ώρες που η παραγωγή των φωτοβολταϊκών πάρκων είναι στο αποκορύφωμά της, δηλαδή θα αξιοποιούν την ενέργεια από ΑΠΕ που διαφορετικά θα μπορούσε να απορριφθεί. Με αυτόν τον τρόπο, θα παρέχουν απαραίτητες υπηρεσίες σε ένα ενεργειακό σύστημα που θα χαρακτηρίζεται από αστάθεια και μεταβλητότητα στην παραγωγή. Επομένως, οι μονάδες αποθήκευσης θα συμβάλλουν σημαντικά στην ομαλότερη λειτουργία του συστήματος και στην μείωση των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας [2]. Η εγκατεστημένη ισχύς και χωρητικότητα των τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας το 2030 καταγράφεται στον Πίνακα 6.3.

Πίνακας 6.3: Αποθήκευση ενέργειας το 2030 [2]

Τεχνολογία αποθήκευσης	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Εγκατεστημένη χωρητικότητα (MWh)
Αντλησιοταμίευση	1.745	13.957
Μπαταρίες	4.325	10.984
Σύνολο	6.070	24.941

Η πρωτογενής διάθεση ενέργειας, αποτελεί μία σημαντική παράμετρο, την οποία συμπεριλαμβάνει το λογισμικό στη μελέτη ενός συστήματος, όπως αποτυπώθηκε στο Κεφάλαιο 5 . Η πρόβλεψη του ΕΣΕΚ για το 2030 καταγράφεται στον Πίνακα 6.4. Παράλληλα, στον Πίνακα 6.5 παρουσιάζεται η προβλεπόμενη τελική κατανάλωση ενέργειας ανά τομέα και καύσιμο, δεδομένα ιδιαίτερα χρήσιμα για τη συμπλήρωση των καρτελών της ζήτησης ενέργειας του λογισμικού. Η συνολική τελική κατανάλωση ενέργειας εκτιμάται ότι θα προσεγγίσει τις 176,48 TWh.

Πίνακας 6.4: Παροχή πρωτογενούς ενέργειας από κάθε πηγή το 2030 [2]

Πηγή	Παροχή πρωτογενούς ενέργειας (TWh)
Στερεά ορυκτά καύσιμα	1
Πετρέλαιο	91
Φυσικό αέριο	44
ΑΠΕ	86
Σύνολο	222

Πίνακας 6.5: Πρόβλεψη τελικής κατανάλωσης ενέργειας το 2030 ανά τομέα και καύσιμο

Τομέας	Τελική Κατανάλωση Ενέργειας (TWh)	Καύσιμο	Τελική Κατανάλωση Ενέργειας (TWh)
Βιομηχανικός	26,4	Στερεά Καύσιμα	0,94
Οικιακός	48,54	Πετρέλαιο	100,15
Τριτογενής	27,1	Φυσικό Αέριο	12,8
Μεταφορικός	80,04	Ηλεκτρισμός	53,53
Αγροτικός	4,07	Θερμότητα	0,49

Στη συνέχεια, καταγράφονται αναλυτικά οι καταναλώσεις ανά είδος καυσίμου σε κάθε τομέα, στον Πίνακα 6.6. Ορισμένα αξιοσημείωτα στοιχεία που δεν περιλαμβάνονται στον πίνακα είναι η κατανάλωση 3,51 TWh στον οικιακό και 0,51 TWh στον τριτογενή τομέα ηλιακής ενέργειας μέσω ηλιοθερμικών συλλεκτών και 0,942 TWh από στερεά καύσιμα στον βιομηχανικό τομέα.

Πίνακας 6.6: Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά τομέα και καύσιμο το 2030

Τομέας κατανάλωσης	Είδος καυσίμου				
	Πετρέλαιο	Φυσικό Αέριο	Ηλεκτρισμός	Βιοκαύσιμα	Τηλεθέρμανση
Βιομηχανικός	5,512	4,942	11,664	2,477	-
Μεταφορικός	72,233	0,349	1,697	4,6	-
Οικιακός	3,326	5,966	19,3	12,11	0,45
Τριτογενής	0,721	1,244	18	0,686	0,034
Αγροτικός	0,593	-	2,86	0,488	-

Τέλος, άξια αναφοράς είναι η πρόβλεψη παραγωγής εναλλακτικών καυσίμων για το 2030 (Πίνακας 6.7). Το παραγόμενο υδρογόνο θα αξιοποιηθεί για την παραγωγή των συνθετικών ανθρακούχων καυσίμων, με την ισχύ των μονάδων ηλεκτρόλυσης να ανέρχεται στα 187 MW. Τα βιοκαύσιμα θα καταναλωθούν κυρίως στις χερσαίες (0,9 TWh) και αεροπορικές (1 TWh) μεταφορές, ενώ για τα ανθρακούχα θα χρειαστεί επιπλέον εισαγωγή 0,4 TWh.

Πίνακας 6.7: Πρόβλεψη παραγόμενης ενέργειας εναλλακτικών καυσίμων για το 2030 [2]

Καύσιμο	Παραγόμενη Ενέργεια (TWh)
Πράσινο Υδρογόνο	1
Βιομεθάνιο	2,1
Συνθετικά ανθρακούχα καύσιμα	0,8

6.1.2 Εισαγωγή δεδομένων ζήτησης ενέργειας

Έπειτα από τη συλλογή των απαραίτητων δεδομένων του ΣΗΕ του 2030, ακολουθεί η εισαγωγή τους στο λογισμικό για τη διαμόρφωση του συστήματος. Η πρώτη κατηγορία που θα συμπληρωθεί αφορά τη ζήτηση ενέργειας. Στην καρτέλα του ηλεκτρισμού εισάγουμε 59,3 TWh ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία προκύπτει από την καθαρή παραγωγή ενέργειας του ΕΣΕΚ [2], και 1,8 TWh εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας. Για να υπολογισθεί η συνολική ζήτηση για ψύξη, που θα τοποθετηθεί στην αντίστοιχη καρτέλα, χρειάζεται να πραγματοποιηθούν ορισμένοι υπολογισμοί, παρόμοιοι με αυτούς του Κεφαλαίου 4. Πιο συγκεκριμένα:

➤ Ψύξη οικιακού τομέα

- 19,3 TWh ζήτηση ηλεκτρισμού
- 12% το μερίδιο της ψύξης
- Ζήτηση ψύξης = $0,12 * 19,3 = 2,316$ TWh

➤ Ψύξη τριτογενή τομέα

- 18 TWh ζήτηση ηλεκτρισμού
- 40% το μερίδιο της ψύξης
- Ζήτηση ψύξης = $0,4 * 18 = 7,2$ TWh

Επομένως η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για ψύξη υπολογίστηκε στις 9,516 TWh.

Ακολουθεί η καρτέλα της θέρμανσης, στην οποία για κάθε καύσιμο αθροίζουμε την κατανάλωσή του στον οικιακό και τον τριτογενή τομέα. Για παράδειγμα η κατανάλωση του φυσικού αερίου για θέρμανση ανέρχεται στις $5,966 + 1,244 = 7,21$ TWh. Για την κατανάλωση ηλεκτρισμού, θα θεωρήσουμε πως ένα ποσοστό της τάξης του 20% του οικιακού τομέα (3,86 TWh) και 15% του τριτογενή (2,7 TWh) αφορά την κατανάλωση θέρμανσης. Ταυτόχρονα, στο πεδίο "Solar Thermal" εισάγουμε τη ζήτηση θέρμανσης μέσω ηλιακής ενέργειας που ισούται με 4,02 TWh. Για την καρτέλα της βιομηχανίας, αξιοποιούμε τα στοιχεία των καυσίμων του βιομηχανικού τομέα του Πίνακα 6.6, ενώ στο πεδίο "Various" του αγροτικού.

Για την καρτέλα ζήτησης του μεταφορικού τομέα εισάγουμε τη ζήτηση του φυσικού αερίου και των βιοκαυσίμων του Πίνακα 6.6 στα αντίστοιχα πεδία. Αναφορικά με την κατανομή της ζήτησης πετρελαίου στα παράγωγά του, θα ακολουθήσουμε αυτή του 2023 που αντλήθηκε από την [35]. Πιο συγκεκριμένα:

- Συνολική ζήτηση πετρελαίου = 72,233 TWh
- Ζήτηση "Diesel" = $51,8\% * 72,233 = 37,416$ TWh
- Ζήτηση "Petrol" = $44\% * 72,233 = 31,782$ TWh
- Ζήτηση "LPG" = $6,7\% * 72,233 = 4,84$ TWh
- Ζήτηση "JP" = $4,8\% * 72,233 = 3,467$ TWh

Το κομμάτι της παραμετροποίησης των ηλεκτρικών οχημάτων αποτελεί το μοναδικό σημείο διαφοροποίησης των 2 σεναρίων και θα αναλυθεί ξεχωριστά για το εκάστοτε σενάριο.

Τέλος, στην καρτέλα της αφαλάτωσης δε θα εισαχθούν δεδομένα όπως και στο σενάριο βάσης του 2023.

6.1.3 Εισαγωγή δεδομένων παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας

Επόμενο στάδιο αποτελεί η εισαγωγή των δεδομένων παραγωγής ενέργειας του συστήματος όπου θα αξιοποιήσουμε τα στοιχεία του Πίνακα 6.2 και του Πίνακα 6.3. Αναλυτικότερα για την κάθε τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας:

- Φυσικό αέριο = 7.885 MW στην "PP1" με βαθμό απόδοσης 55%
- Πετρέλαιο = 196 MW στην "PP2" με βαθμό απόδοσης 33%

- Βιομάζα = 81 MW στην "Back Pressure Mode" " με ηλεκτρικό βαθμό απόδοσης 30% και θερμικό βαθμό απόδοσης 45%
- ΣΗΘΥΑ με Φυσικό αέριο = 205 MW στην "Back Pressure Mode" με ηλεκτρικό βαθμό απόδοσης 50% και θερμικό βαθμό απόδοσης 40%
- ΥΗΣ = 3.458 + 365 = 3.823 MW στο πεδίο "Damned Hydro Power" με βαθμό απόδοσης 90%. Αντλησιοταμίευση = 1.745 MW με χωρητικότητα 13.957 GWh.

Παράλληλα, εισάγουμε την προβλεπόμενη εγκατεστημένη χωρητικότητα των ΑΠΕ του Πίνακα 6.2, ενώ προσαρμόζουμε τον συντελεστή διόρθωσης ώστε η προβλεπόμενη παραγωγή του λογισμικού (Estimated Post Correction production) να ταυτίζεται με αυτή του ΕΣΕΚ όπως φαίνεται στην Εικόνα 6.1.

Warnings Appear Here:

Overview

Variable Renewable Electricity

Renewable Energy Source	Capacity: MW	Stabilisation share	Distribution profile*	Estimated Production TWh/year	Correction factor	Estimated Post Correction production	Estimated capacity factor
Wind	8900	0	Change GR Wind.txt	23,05	-0,2	20,77	0,27
Offshore Wind	1900	0	Change GR Wind.txt	4,92	-15,99999	0,59	0,04
Photo Voltaic	13500	0	Change GR SOLAR PV.txt	23,71	-0,419	20,29	0,17
River Hydro	0	0	Change const.txt	0,00	0	0,00	0,00
Tidal	0	0	Change hour_tidal_power	0,00	0	0,00	0,00
Wave Power	0	0	Change Hour_wave_200	0,00	0	0,00	0,00
CSP Solar Power	0	0	Change Hour_solar_prod1	0,00	0	0,00	0,00

Concentrated Solar Power

Annual solar thermal input: 0 TWh/year Change hour_solar_prod1.txt

Storage capacity: 0 GWh

Storage efficiency (losses): 0,5 Percent pr. hour

Power capacity: 0 MW-e

Power efficiency: 0,3

Stabilisation Share: 0

Estimated Production TWh/year: 0,00

Estimated Storage loss TWh/year: 0,00

Εικόνα 6.1: Εισαγωγή δεδομένων ΑΠΕ του ΣΗΕ του 2030

Για την καρτέλα με την κατανομή των καταναλώσεων των καυσίμων από τις συμβατικές μονάδες, θα χρησιμοποιήσουμε την ετήσια ενέργεια που προβλέπεται να παράξουν το 2030 σύμφωνα με τον Πίνακα 6.2:

➤ **Μονάδες Πετρελαίου (Diesel)**

- Παραγωγή = 0,4 TWh
- Βαθμός Απόδοσης = 33%
- Κατανάλωση καυσίμου = $0,4 / 0,33 = 1,12$ TWh

Εισάγεται στο πεδίο **PP2** για το καύσιμο "Oil".

➤ **Μονάδες Φυσικού Αερίου**

- Παραγωγή: 10,4 TWh
- Βαθμός Απόδοσης: 55%

- Κατανάλωση καυσίμου = $10,4 / 0,55 = 18,91$ TWh
Εισάγεται στο πεδίο **PP1** για το καύσιμο "Natural Gas".

➤ **Μονάδες Βιομάζας**

- Παραγωγή = 0,4 TWh
- Βαθμός Απόδοσης = 30%
- Κατανάλωση καυσίμου = $0,4 / 0,3 = 1,33$ TWh

Εισάγεται στο πεδίο **CHP2** για το καύσιμο "Biomass".

➤ **Μονάδες ΣΗΘΥΑ με Φυσικό Αέριο**

- Παραγωγή = 0,1 TWh
- Βαθμός Απόδοσης = 45%
- Κατανάλωση καυσίμου = $0,1 / 0,45 = 0,22$ TWh

Εισάγεται στο πεδίο **CHP3** για το καύσιμο "Natural Gas".

Ολοκληρώνοντας τον τομέα της παραγωγής ενέργειας, τα στοιχεία που εισήχθησαν στις υπόλοιπες καρτέλες του παραμένουν αμετάβλητα σε σύγκριση με το σενάριο βάσης.

Αναφορικά με την αποθήκευση ενέργειας, έχουμε ήδη εισαγάγει την ανλτησιοταμίευση στο πεδίο των ΥΗΣ και απομένει η αποθήκευση ενέργειας με μπαταρίες την οποία τοποθετούμε στο πεδίο της ηλεκτρικής αποθήκευσης με ισχύ 4.325 MW και χωρητικότητα 10,984 GWh σύμφωνα με τον Πίνακα 6.3. Παράλληλα, οι στρατηγικές εξισορρόπησης του συστήματος δεν υποβάλλονται σε αλλαγές σε σύγκριση με αυτές του σεναρίου βάσης.

6.1.4 Εισαγωγή δαπανών του συστήματος

Τελευταίο βήμα στην παραμετροποίηση του ΣΗΕ του 2030 αποτελεί η εισαγωγή στο λογισμικό των διαφόρων δαπανών του. Η βάση κοστολογικών δεδομένων του EnergyPLAN παρέχει τις απαραίτητες πληροφορίες του σταθερού κόστους επένδυσης και λειτουργίας και συντήρησης των διαφόρων μονάδων του συστήματος για το 2030 [40], τις οποίες τοποθετούμε στις αντίστοιχες καρτέλες, για τις μονάδες (Εικόνα 6.2) και τις ΑΠΕ (Εικόνα 6.3). Τα κόστη των καυσίμων, τα μεταβλητά κόστη λειτουργίας και συντήρησης και το κόστος της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας διατηρούν τις ίδιες τιμές με το σενάριο βάσης.

Warnings Appear Here:

Overview								
- Demand - Supply - Balancing and Storage - Cost - General - Investment and Fixed OM - Heat and Electricity - Renewable Energy - Liquid and Gas Fuels - Heat Infrastructure - Road Vehicles - Other Vehicles - Water - Additional - Fuel - Variable OM - External Electricity Market - Simulation - Output - Emissions	Prod. type	Investment		Period	O. and M.	Total Inv. Costs	Annual Costs (MEUR/year)	
		Unit	MEUR pr. Unit	Years	% of Inv.	MEUR	Investment	Fixed Opr. and M.
	Small CHP units	81 MW-e	3.3	25	3	267	14	8
	Large CHP units	205 MW-e	1	25	2.8	205	11	6
	Heat Storage CHP	0 GWh	0	0	0	0	0	0
	Waste CHP	0.60 TWh/year	215.6	20	6	129	8	8
	Absorp. HP (Waste)	0 MW-th	0	0	0	0	0	0
	Heat Pump gr. 2	0 MW-e	0	0	0	0	0	0
	Heat Pump gr. 3	0 MW-e	0	0	0	0	0	0
	DHP Boiler group 1	0 MW-th	0	0	0	0	0	0
	Boilers gr. 2 and 3	5000 MW-th	0.52	20	3	2600	159	78
	Electr Boiler Gr 2+3	2000 MW-e	0.06	20	1	120	7	1
	Large Power Plants	7876 MW-e	0.9	25	2.8	7088	363	198
	Nuclear	0 MW-e	0	0	0	0	0	0
	Interconnection	8230 MW	0.0022	50	1	18	1	0
	Charge el1 storage	4325 MW-e	0.8	50	1.5	3460	110	52
	Discharge el1 storage	4325 MW-e	0.8	50	1.5	3460	110	52
	El1 storage cap	11 GWh	0.00034	10	2	0	0	0
	Charge el2 storage	0 MW-e	0	0	0	0	0	0
	Discharge el2 storage	0 MW-e	0	0	0	0	0	0
	El2 storage cap	0 GWh	0	0	0	0	0	0
	Indust. CHP Electr.	3.00 TWh/year	63.5	31	2.14	190	8	4
	Indust. CHP Heat	0.00 TWh/year	0	0	0	0	0	0
	Rock Steam Storage	0 GWh	0	0	0	0	0	0

Εικόνα 6.2: Καρτέλα εισαγωγής κοστολογικών δεδομένων των μονάδων παραγωγής θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας για το ΣΗΕ του 2030

Warnings Appear Here:

Overview								
- Demand - Supply - Balancing and Storage - Cost - General - Investment and Fixed OM - Heat and Electricity - Renewable Energy - Liquid and Gas Fuels - Heat Infrastructure - Road Vehicles - Other Vehicles - Water - Additional - Fuel - Variable OM - External Electricity Market - Simulation - Output - Emissions	Prod. type	Investment		Period	O. and M.	Total Inv. Costs	Annual Costs (MEUR/year)	
		Unit	MEUR pr. Unit	Years	% of Inv.	MEUR	Investment	Fixed Opr. and M.
	Wind	8900 MW-e	0.91	30	3.27	8099	362	265
	Wind offshore	1900 MW-e	1.85	30	1.92	3515	157	67
	Photo Voltaic	13500 MW-e	0.85	40	1.7	11475	419	195
	Wave power	0 MW-e	0	0	0	0	0	0
	Tidal Power	0 MW	0	0	0	0	0	0
	CSP Solar Power	0 MW	0	0	0	0	0	0
	River of hydro	0 MW-e	5.6	60	1.5	0	0	0
	Hydro Power	3823 MW-e	2.55	60	1.25	9749	280	122
	Hydro Storage	13957 GWh	7.5	50	1.5	104678	3331	1570
	Hydro Pump	1745 MW-e	0.6	50	1.5	1047	33	16
	Geothermal Electr.	100 MW-e	4.47	30	1.8	447	20	8
	Geothermal Heat	0 TWh/year	0	0	0	0	0	0
	Solar thermal	0 TWh/year	0	0	0	0	0	0
	Heat Storage Solar	0 GWh	0	0	0	0	0	0
	Indust. Excess Heat	0 TWh/year	30	30	10	0	0	0

Εικόνα 6.3: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων κόστους ΑΠΕ για το ΣΗΕ του 2030

6.2 Σταθερό σενάριο

Αφού διαμορφώθηκε το μεγαλύτερο κομμάτι του ελληνικού ΣΗΕ του 2030 στο λογισμικό, ακολουθεί η ξεχωριστή δημιουργία και προσομοίωση του κάθε σεναρίου, ξεκινώντας από το σταθερό.

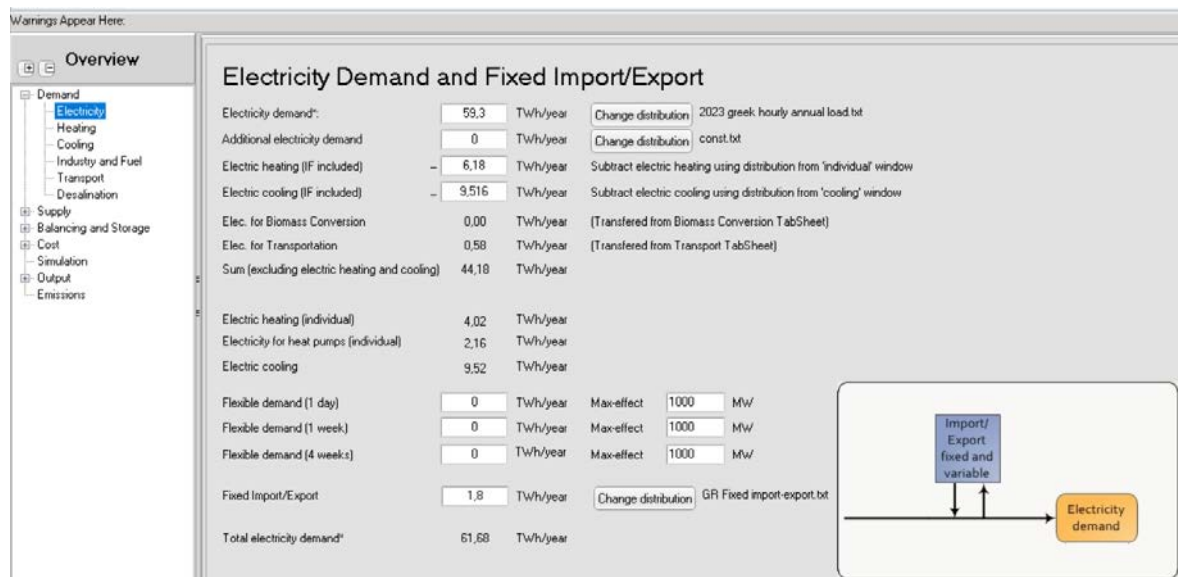
6.2.1 Ολοκλήρωση ρυθμίσεων πριν την προσομοίωση

Για την προσομοίωση του σταθερού σεναρίου, είναι απαραίτητη η διαμόρφωση της ζήτησης του μεταφορικού τομέα. Σύμφωνα με την πραγματοποιηθείσα προσομοίωση Monte Carlo, η συνολική ζήτηση για 265.000 οχήματα με 10.780 χιλιόμετρα ετησίως προέκυψε στις 0,6 TWh. Υποθέτουμε για το 2030, ότι ένα ποσοστό της τάξης του 70% της συνολικής κατανάλωσης (0,42 TWh) θα προέρχεται από ελεγχόμενες φορτίσεις και το υπόλοιπο 30% (0,18 TWh) από ανεξέλεγκτες. Η ικανότητα ισχύος της σύνδεσης του δικτύου με τα οχήματα υπολογίστηκε ίση με 5.675,5 MW, ενώ το 90% της αποθηκευτικής ικανότητας της μπαταρίας ίσο με 8,055 GWh. Για τη στρατηγική V2G, υποθέτουμε ότι ένα 30% της συνολικής ισχύς σύνδεσης των αυτοκινήτων (1.702,65 MW) θα είναι ικανό για συμμετοχή σε αυτή τη στρατηγική. Οι παραπάνω υποθέσεις συνάδουν με την εφαρμογή πολιτικών προώθησης της ηλεκτροκίνησης, την υλοποίηση των έξυπνων δικτύων και περεταίρω ανάπτυξη των υποδομών. Τα δεδομένα ζήτησης του μεταφορικού τομέα παρουσιάζονται στην Εικόνα 6.4.



Εικόνα 6.4: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων ζήτησης του μεταφορικού τομέα για το σταθερό σενάριο του 2030

Αφού υπολογίσθηκε η ηλεκτρική ενέργεια που απαιτούν τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα του σταθερού σεναρίου διεύθυνσης, είναι δυνατός ο υπολογισμός της συνολικής απαιτούμενης ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος, ο οποίος παρατίθεται στην Εικόνα 6.5. Αυτή η ενέργεια είναι το άθροισμα της καθαρής παραγωγής (59,3 TWh), της ζήτησης των ηλεκτρικών αυτοκινήτων (0,58 TWh) και των καθαρών εισαγωγών (1,8 TWh). Σε αυτή την καρτέλα πραγματοποιείται ταυτόχρονα η προσθαφαίρεση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για θέρμανση (6,18 TWh) και ψύξη (9,516 TWh), με σκοπό να μην επηρεαστεί η συνολική ζήτηση.



Εικόνα 6.5: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας σταθερού σεναρίου 2030

Στην Εικόνα 6.6 προβάλλεται το επενδυτικό κόστος του συστήματος για τη διεύθυνση των 265.000 ηλεκτρικών αυτοκινήτων, υποθέτοντας κόστος 5.000€ ανά όχημα.

Warnings Appear Here:

Overview

Demand

Supply

Balancing and Storage

Cost

General

Investment and Fixed OM

Heat and Electricity

Renewable Energy

Liquid and Gas Fuels

Heat Infrastructure

Road Vehicles

Other Vehicles

Water

Additional

Fuel

Variable OM

External Electricity Market

Simulation

Output

Emissions

Prod. type

Investment

Period

O. and M.

Total Inv. Costs

Annual Costs (MEUR/year)

1000-Units

MEUR pr. Unit

Years

% of Inv.

MEUR

Investment

Fixed Opt. and M.

Bikes:

0

Εικόνα 6.6: Καρτέλα εισαγωγής δαπανών ηλεκτρικών αυτοκινήτων για το σταθερό σενάριο του 2030

Τέλος, αξίζει να σημειωθεί ότι θα επιλέξουμε την τεχνική στρατηγική προσομοίωσης με την ακόλουθη σειρά προτεραιότητας στην εξισορρόπηση της ηλεκτρικής ενέργειας:

1. V2G
2. Αντλησιοταμίευση
3. Αποθήκευση βραχύδους στρώματος

6.2.2 Αποτελέσματα προσομοίωσης

Αφού πραγματοποιήσαμε όλες τις απαραίτητες ρυθμίσεις, προσομοιώνουμε το σταθερό σενάριο του ΣΗΕ για το 2030 στο λογισμικό. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται αναλυτικά στα δύο φύλλα της προσομοίωσης, στις Εικόνες 6.7 και 6.8.

Input										Σταθερό Σενάριο 2030.txt										The EnergyPLAN model 16.3																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Electricity demand (TWh/year):					Flexible demand					Capacities					Efficiencies					Regulation Strategy: Technical regulation no. 2					Fuel Price level: Basic																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
Fixed demand					43,60					Fixed imp/exp.					1,80					Group 2:					CEEP regulation					234571000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Electric heating + HP					6,18					Transportation					0,58					CHP					Minimum Stabilisation share					0,30																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Electric cooling					9,52					Total					61,68					Heat Pump					Stabilisation share of CHP					0,00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
District heating (TWh/year)					Gr.1					Gr.2					Gr.3					Sum					Boiler					Minimum CHP gr 3 load					1000 MW																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
District heating demand					0,00					0,57					0,00					0,57					Group 3:					Minimum PP					0 MW																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
Solar Thermal					0,00					0,00					0,00					0,00					CHP					Heat Pump maximum share					1,00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
Industrial CHP (CSHP)					0,00					0,00					0,00					0,00					Heat Pump					Maximum import/export					8230 MW																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
Demand after solar and CSHP					0,00					0,57					0,00					0,57					Boiler					Distr. Name :					GR market prices.txt																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
Wind					8900 MW					20,76 TWh/year					0,00					Grid					Addition factor					6,00 EUR/MWh																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Offshore Wind					1900 MW					0,59 TWh/year					0,00					stabilisation					Multiplication factor					1,00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Photo Voltaic					13500 MW					20,29 TWh/year					0,00					share					Dependency factor					0,00 EUR/MWh pr. MW																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
River Hydro					0 MW					0 TWh/year					0,00										Average Market Price					119 EUR/MWh																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Hydro Power					3823 MW					6,48 TWh/year					0,00										Gas Storage					0 GWh																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Geothermal/Nuclear					100 MW					0,75 TWh/year					0,00										Syngas capacity					0 MW																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
																									Biogas max to grid					0 MW																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									

Στον Πίνακα 6.8 παρατίθενται τα στοιχεία των ΑΠΕ του σταθερού σεναρίου, οι οποίες παράγουν 49 TWh ηλεκτρικής ενέργειας, τιμή με μικρή απόκλιση από τις 48,4 TWh που είναι η πρόβλεψη του ΕΣΕΚ. Οι κύριες πηγές παραγωγής είναι τα χερσαία αιολικά πάρκα που παράγουν 20,76 TWh και τα φωτοβολταϊκά με 20,29 TWh. Το μερίδιο τους στην παροχή πρωτογενούς ενέργειας ισούται με 36,6%.

Πίνακας 6.8: Στοιχεία ΑΠΕ του σταθερού σεναρίου

Στοιχεία ΑΠΕ	Τιμή
Μερίδιο στην παροχή πρωτογενούς ενέργειας	36,6%
Μερίδιο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	98,1%
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	49 TWh

Στον Πίνακα 6.9 εκτίθενται τα αποτελέσματα της παροχής πρωτογενούς ενέργειας. Σε σύγκριση με τις προβλέψεις του ΕΣΕΚ του Πίνακα 6.4, το σταθερό σενάριο έχει επιτύχει μείωση της συνολικής παροχής από 222 TWh σε 199,03 TWh, του πετρελαίου από 91 TWh σε 81,75 TWh, ενώ έχει διατηρήσει σε αντίστοιχα επίπεδα αυτή του φυσικού αερίου. Σε σύγκριση με την προσομοίωση του σεναρίου βάσης, η χρήση του φυσικού αερίου μειώθηκε από 53,65 TWh σε 43,58 TWh και του πετρελαίου από 103,49 σε 81,75 TWh. Αξίζει να αναφερθεί το γεγονός ότι οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα μειώθηκαν από 40,375 εκατομμύρια τόνους του σεναρίου βάσης σε 30,43 εκατομμύρια τόνους.

Πίνακας 6.9: Κατανομή πρωτογενούς ενέργειας σταθερού σεναρίου

Καύσιμο	TWh
Άνθρακας	0,94
Πετρέλαιο	81,75
Φυσικό Αέριο	43,58
Βιομάζα	20,7
ΑΠΕ	52,05
Υδρογόνο	0
Βιοκαύσιμα	0
Πυρηνικά	0
Σύνολο	199,03

Ακολουθούν τα αποτελέσματα της διείσδυσης των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο δίκτυο που προβάλλονται στον Πίνακα 6.10, ο οποίος αποτελείται από τις εξής στήλες:

- **V2G Ζήτηση:** Πρόκειται για την ηλεκτρική ενέργεια που απαιτείται από τα ηλεκτρικά οχήματα μόνο για σκοπούς μεταφοράς, χωρίς τη ζήτηση που απαιτείται όταν λειτουργούν ως αποθηκευτικές μονάδες. Προκύπτει από τον πολλαπλασιασμό της κατανομής της συνολικής ζητούμενης ηλεκτρικής ενέργειας για έξυπνη φόρτιση "Electricity (Smart Charge)" με τον βαθμό απόδοσης φόρτισης "Efficiency (grid to battery)". Αξίζει να σημειωθεί ότι η ζήτηση της ανεξέλεγκτης φόρτισης του πεδίου "Electricity (Dump Charge)" αντιμετωπίζεται ξεχωριστά στα αποτελέσματα ως "flexible eldemand".
- **V2G Φόρτιση:** Αυτή είναι η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας των ηλεκτρικών αυτοκινήτων που συμμετέχουν σε στρατηγικές ελεγχόμενης φόρτισης ή V2G και προέρχεται από την είσοδο "Electricity (Smart Charge)". Όσο περισσότερο χρησιμοποιείται η στρατηγική V2G τόσο υψηλότερη είναι η V2G φόρτιση.
- **V2G Εκφόρτιση:** Πρόκειται για την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που παρέχεται από τη στρατηγική V2G στο δίκτυο. Η μέγιστη τιμή προκύπτει από τον πολλαπλασιασμό της συνολικής ισχύος σύνδεσης από τα αυτοκίνητα προς το δίκτυο (1.702,65 MW) με το μερίδιο των σταθμευμένων αυτοκινήτων συνδεδεμένων στο δίκτυο (0,7). Επίσης, δεν πρέπει να αμελείται η απόδοση σύνδεσης της μπαταρίας προς το δίκτυο (0,9) κατά τη σύγκριση αυτής της τιμής με άλλες ωριαίες τιμές.
- **V2G Αποθήκευση:** Αυτή είναι η ποσότητα ενέργειας της αποθηκευτικής ικανότητας της μπαταρίας. Γι' αυτό η μέγιστη τιμή είναι ίση με την είσοδο αυτής της μεταβλητής (8,055 GWh). Η ενέργεια αυτή μπορεί να αξιοποιηθεί με απόδοση 100% για τη μεταφορά (δηλαδή για τη V2G ζήτηση). Η συνολική ενέργεια που εισάγεται στην V2G αποθήκευση είναι ίση με τη V2G Φόρτιση πολλαπλασιασμένη με τον βαθμό απόδοσης του δικτύου προς τη μπαταρία (0,9). Αντίθετα, η συνολική ενέργεια που αφαιρείται είναι ίση με τη V2G Εκφόρτιση διαιρεμένη με τον βαθμό απόδοσης της μπαταρίας προς το δίκτυο (0,9).

Τέλος, όπως προαναφέρθηκε, υπολογίζεται ξεχωριστά από το λογισμικό η ζήτηση της ανεξέλεγκτης φόρτισης του πεδίου "Electricity (Dump Charge)". Ισούται με 0,16 TWh, με ετήσια μέση τιμή 18 MW και μέγιστη τα 55 MW.

Πίνακας 6.10: Αποτελέσματα εφαρμογής της στρατηγικής V2G στο σταθερό σενάριο

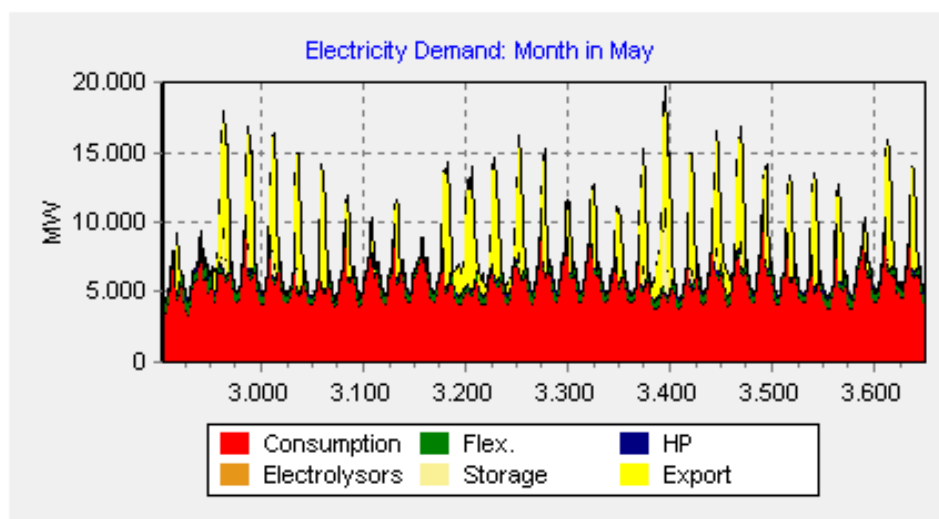
Μηνιαίες μέσες τιμές (MW)	V2G Ζήτηση	V2G Φόρτιση	V2G Εκφόρτιση	V2G Αποθήκευση
Ιανουάριος	42	264	169	2495
Φεβρουάριος	43	329	231	2931
Μάρτιος	44	374	266	3253
Απρίλιος	42	359	253	4299
Μάιος	44	347	242	4544
Ιούνιος	44	388	275	3489
Ιούλιος	42	292	199	1692
Αύγουστος	44	367	257	2433
Σεπτέμβριος	43	367	259	2417

Οκτώβριος	43	275	184	2307
Νοέμβριος	44	193	117	2223
Δεκέμβριος	42	196	121	1481
Ετήσια μέση τιμή	43	312	214	2793
Ετήσιο μέγιστο	131	3779	1190	8055
Ετήσιο ελάχιστο	0	0	0	0
Ετήσια τιμή (TWh)	0,38	2,74	1,88	0

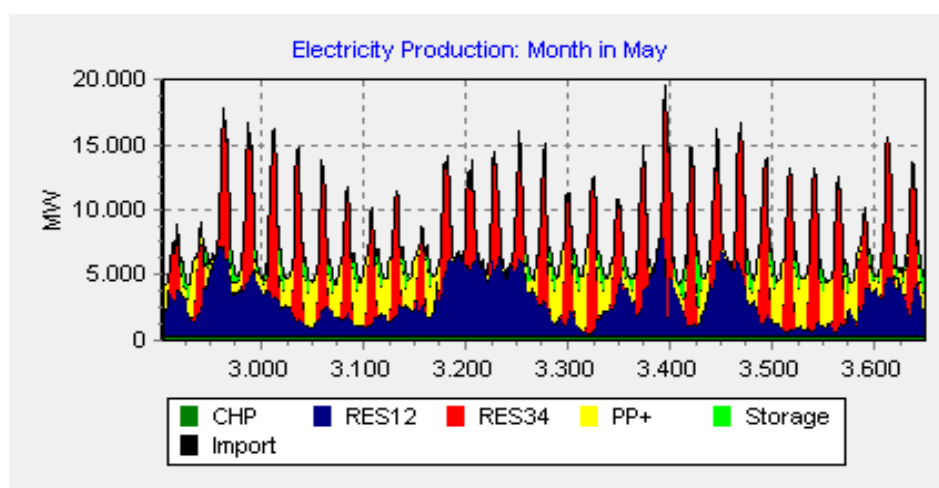
Η στρατηγική V2G ρυθμίστηκε ως η πρώτη επιλογή στην εξισορρόπηση του συστήματος μέσω αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Ως αποτέλεσμα, η ετήσια ηλεκτρική ενέργεια που αντλήθηκε από τα αυτοκίνητα προς το δίκτυο ήταν ίση με 1,88 TWh όπως φαίνεται και στον Πίνακα 6.10, ενώ αυτή της αντλησιοταμίευσης ήταν μόλις 0,11 TWh. Δηλαδή το 94,5% της ετήσιας ενέργειας μέσω αποθήκευσης προήλθε από τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα, επομένως όταν αναφερόμαστε στην αποθήκευση ενέργειας κυρίως αφορά τη στρατηγική V2G.

Στη συνέχεια, εκτίθενται ορισμένα διαγράμματα στα οποία αναπαρίσταται η ωριαία ζήτηση, παραγωγή και το ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος, σε μηνιαία, εβδομαδιαία και ημερήσια βάση. Αρχικά τα Διαγράμματα 6.1, 6.2 και 6.3 περιέχουν την ωριαία ζήτηση, παραγωγή και το ισοζύγιο αντίστοιχα για τον Μάιο, το μήνα με τις υψηλότερες εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, όπως προέκυψε και στο σενάριο βάσης, με μέση τιμή τα 1.616 MW. Σε αυτό το σημείο να τονιστεί το γεγονός ότι το ετήσιο ισοζύγιο εξαγωγών ανήλθε στις 5,47 TWh.

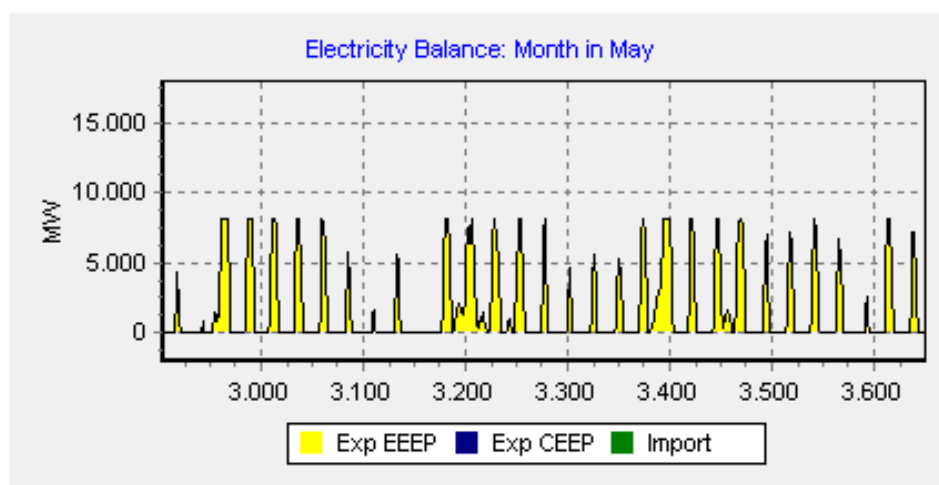
Ο Μάιος παρουσιάζει αρκετά υψηλή παραγωγή από ΑΠΕ, όπου με μπλε χρώμα αναπαρίσταται η ομάδα "RES12" που περιλαμβάνει τα χερσαία και υπεράκτια αιολικά πάρκα, με κόκκινο η "RES34" που αντιπροσωπεύει τα φωτοβολταϊκά. Παράλληλα, τις νυχτερινές ώρες όπου δεν υπάρχει παραγωγή από τα φωτοβολταϊκά, συνδράμει στην ομαλή λειτουργία του συστήματος η παραγωγή των εργοστασίων ηλεκτροπαραγωγής και των ΥΗΣ, της ομάδας "PP+" με κίτρινο χρώμα και της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας από V2G και αντλησιοταμίευση της ομάδας "Storage" σε λαχανί χρώμα. Οι εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας σημειώνονται τις ώρες της υψηλής παραγωγής ενέργειας μέσω των φωτοβολταϊκών.



Διάγραμμα 6.1: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας τον Μάιο του σταθερού σεναρίου

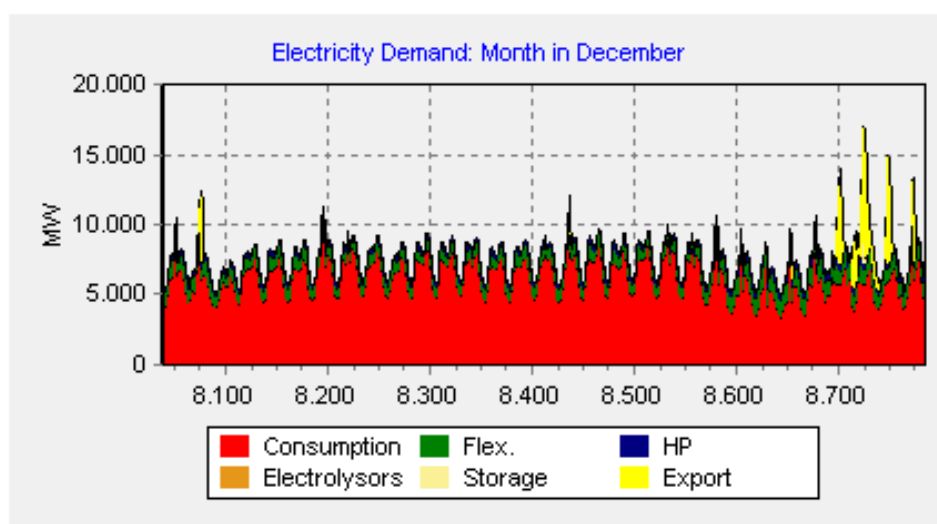


Διάγραμμα 6.2: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Μάιο του σταθερού σεναρίου

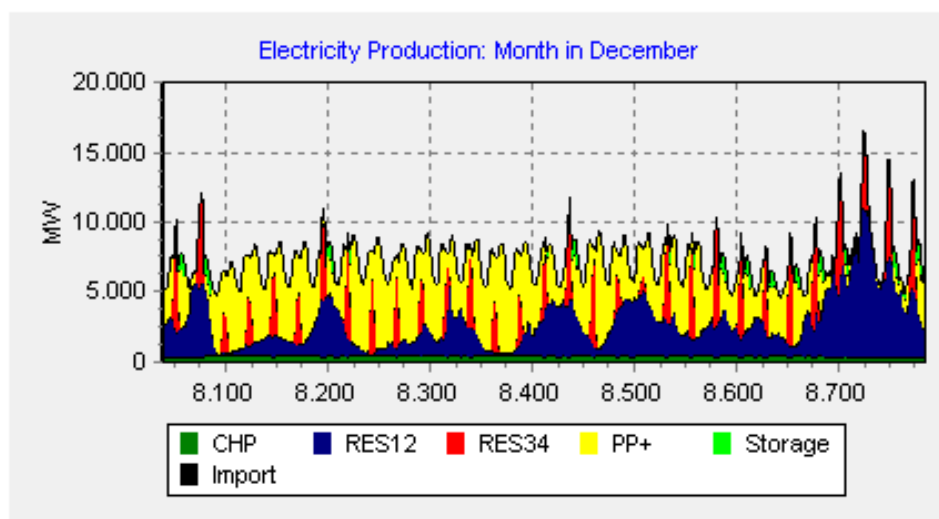


Διάγραμμα 6.3: Ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας το Μάιο του σταθερού σεναρίου

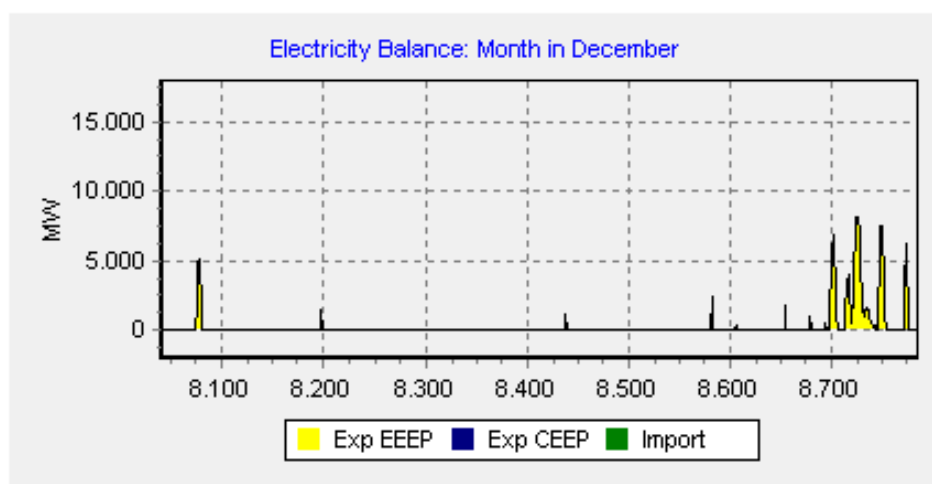
Τα Διαγράμματα 6.4, 6.5 και 6.6 εμπεριέχουν τις αντίστοιχες πληροφορίες για τον Δεκέμβριο του σταθερού σεναρίου, ο οποίος χαρακτηρίζεται από τις δεύτερες χαμηλότερες εξαγωγές με μέση τιμή τα 255 MW, εξαιτίας της μειωμένης παραγωγής των φωτοβολταϊκών. Ο μήνας με τις χαμηλότερες ήταν ο Ιούλιος, γεγονός που αιτιολογείται από την υψηλή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για ψύξη. Ο Δεκέμβριος παρουσιάζει υψηλή αλλά μεταβαλλόμενη παραγωγή από τα αιολικά πάρκα και αρκετά υψηλή παραγωγή από τις συμβατικές μονάδες και τους ΥΗΣ, με μικρή συμμετοχή αποθήκευσης ενέργειας τις τελευταίες ημέρες του μήνα όπου κρίστηκε απαραίτητη. Η παραγωγή της τελευταίας εβδομάδας του Δεκεμβρίου παρατίθεται στο Διάγραμμα 6.7, όπου είναι διακριτή η συμβολή της αποθήκευσης ενέργειας τις βραδινές ώρες που δεν κινούνται τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα και μπορούν να συνεισφέρουν ως μονάδες αποθήκευσης ενέργειας.



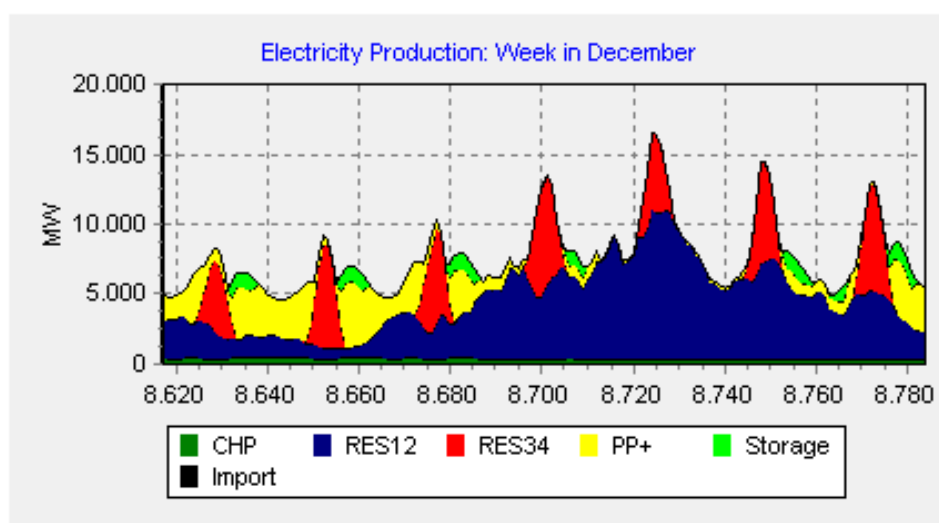
Διάγραμμα 6.4: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας τον Δεκέμβριο του σταθερού σεναρίου



Διάγραμμα 6.5: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Δεκέμβριο του σταθερού σεναρίου

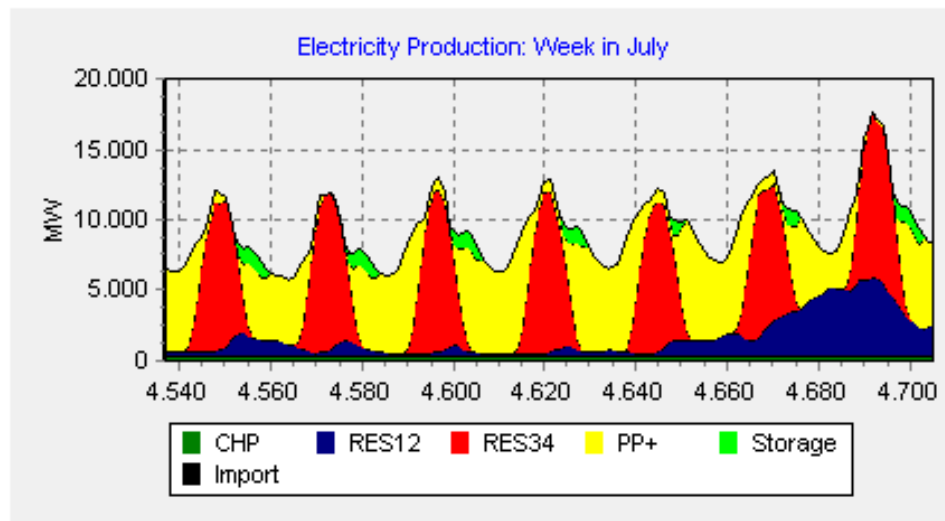


Διάγραμμα 6.6: Ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας τον Δεκέμβριο του σταθερού σεναρίου



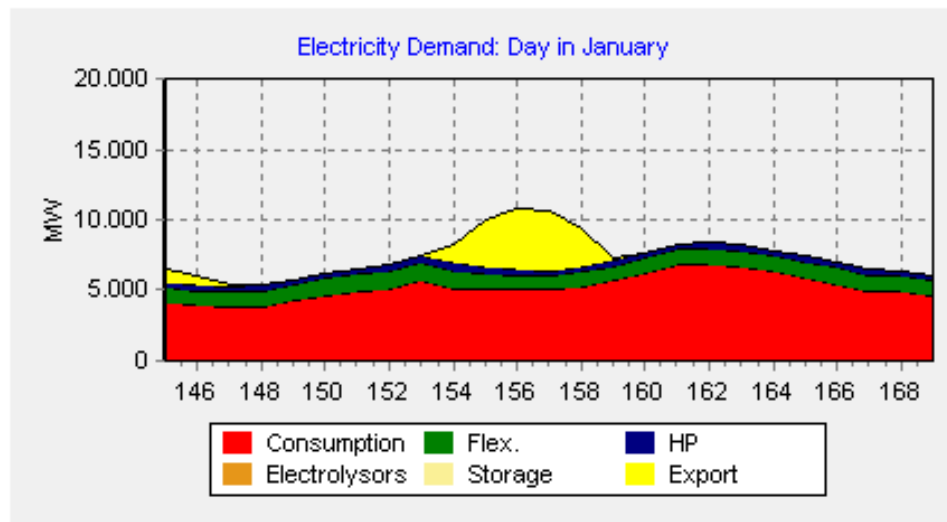
Διάγραμμα 6.7: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την τελευταία εβδομάδα του Δεκεμβρίου του σταθερού σεναρίου

Όπως προαναφέρθηκε, ο Ιούλιος ήταν ο μήνας με τις χαμηλότερες εξαγωγές ενέργειας. Στο Διάγραμμα 6.8 που ακολουθεί, προβάλλεται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την δεύτερη εβδομάδα του, όπου παρατηρείται υψηλή παραγωγή από φωτοβολταϊκά τις ώρες ηλιοφάνειας και σημαντική συνεισφορά από τα εργοστάσια ηλεκτροπαραγωγής και την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας τις βραδινές ώρες.

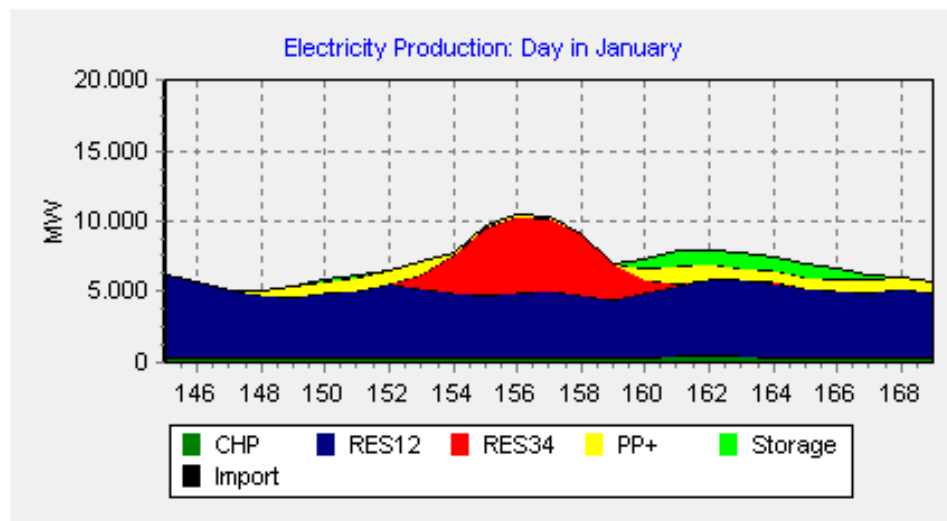


Διάγραμμα 6.8: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την δεύτερη εβδομάδα του Ιουλίου του σταθερού σεναρίου

Τα Διαγράμματα 6.9 και 6.10 απεικονίζουν τις ημερήσιες καμπύλες ζήτησης και παραγωγής αντίστοιχα της έβδομης ημέρας του σταθερού σεναρίου. Στο πρώτο φαίνεται σε στρώματα η ζήτηση, με κόκκινο χρώμα για κατανάλωση, με πράσινο χρώμα για την ανεξέλεγκτη φόρτιση (Dumb Charge) των ηλεκτρικών οχημάτων, με μπλε για τη θέρμανση μέσω αντλιών θερμότητας και με κίτρινο για τις εξαγωγές από τις 12πμ έως τις 3πμ και από τις 9πμ έως τις 3μμ. Στο δεύτερο παρατηρούμε την αξιοποίηση των ανεμογεννητριών ως κύρια μονάδα κάλυψης της ζήτησης, ενώ οι εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας καλύπτονται από τα φωτοβολταϊκά. Αξιοσημείωτη είναι η συμβολή της στρατηγικής V2G στην παροχή της ηλεκτρικής ενέργειας τις απογευματινές ώρες.

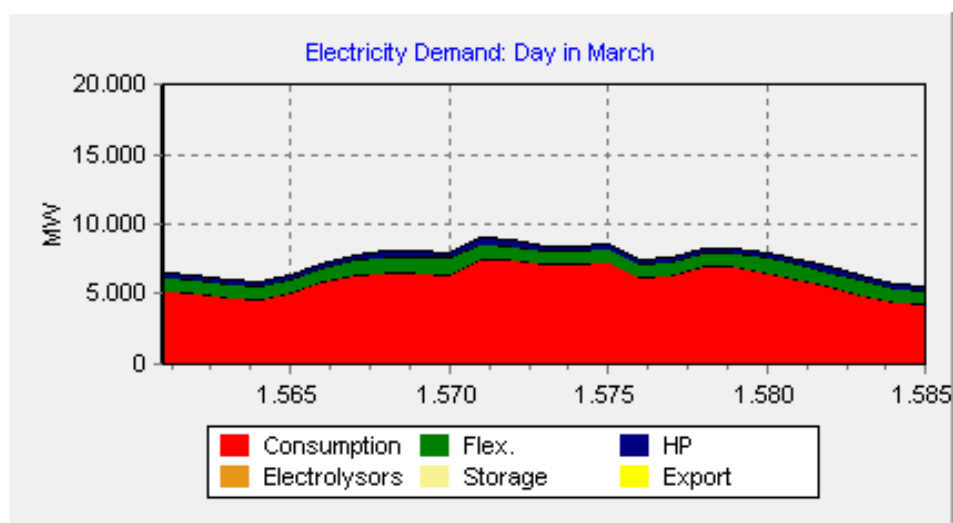


Διάγραμμα 6.9: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας την 7^η ημέρα του σταθερού σεναρίου

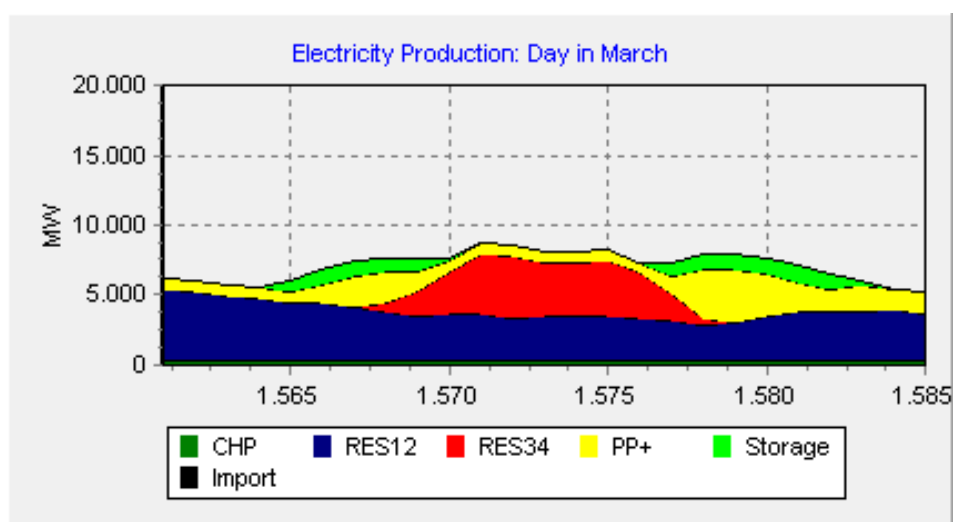


Διάγραμμα 6.10: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την 7^η ημέρα του σταθερού σεναρίου

Στα Διαγράμματα 6.11 και 6.12 παρουσιάζεται η ζήτηση και παραγωγή αντίστοιχα της 66^{ης} ημέρας του σεναρίου, τον Μάρτιο. Η καμπύλη της ζήτησης είναι παρόμοιου σχήματος με αυτή του Διάγραμμα 6.9, με μόνη διαφορά τις μηδενικές εξαγωγές ενέργειας που γίνεται εμφανής από την απουσία του κίτρινου χρώματος της ομάδας "Export". Αναφορικά με την παραγωγή, εντοπίζεται σημαντική συνδρομή στο μίγμα από τη στρατηγική V2G, τις ώρες 4-9πμ και 4-11πμ και μηδενικές εισαγωγές (απουσία μαύρου χρώματος της ομάδας "Import"). Ως εκ τούτου, τη συγκεκριμένη μέρα παρατηρείται μηδενικό ισοζύγιο εισαγωγών/εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας, γεγονός που σημαίνει ότι η παραγωγή σε συνδυασμό με την αποθήκευση μέσω V2G καλύπτει επαρκώς τη ζήτηση, χωρίς κάποιο έλλειμμα ή πλεόνασμα ενέργειας.



Διάγραμμα 6.11: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας την 66^η ημέρα του σταθερού σεναρίου

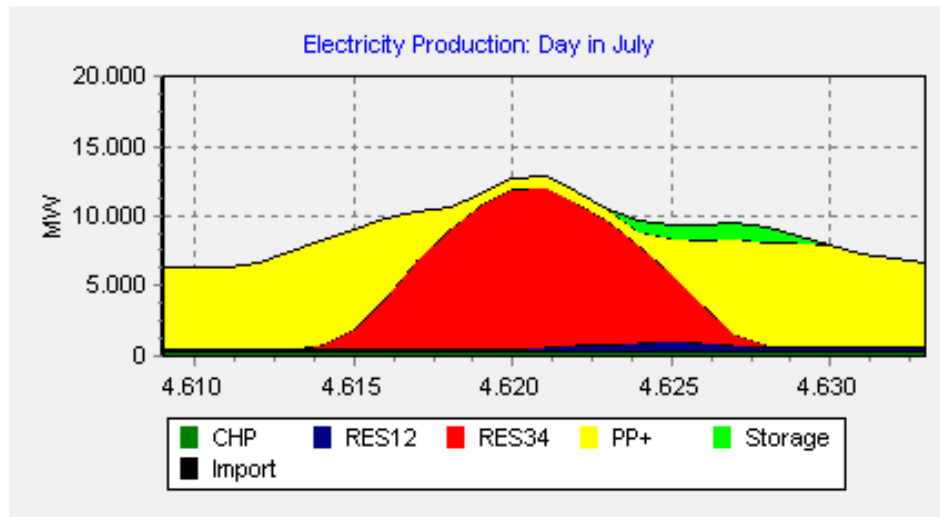


Διάγραμμα 6.12: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την 66η ημέρα του σταθερού σεναρίου

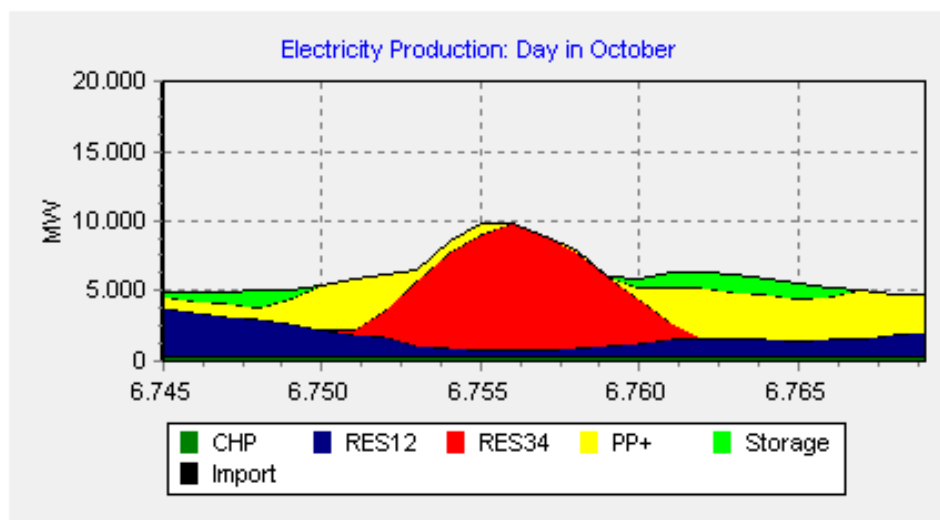
Στο Διάγραμμα 6.13 όπου αναπαρίσταται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την 193^η ημέρα τον μήνα Ιούλιο, εντοπίζεται ελάχιστη παραγωγή από τις ανεμογεννήτριες, πολύ υψηλή από τα φωτοβολταϊκά, ιδιαίτερα τις μεσημβρινές ώρες και την υπόλοιπη ημέρα από τις συμβατικές μονάδες και τους ΥΗΣ. Από τις 4μμ έως τις 10μμ, συμμετέχει σε ικανοποιητικό βαθμό και η αποθήκευση ενέργειας.

Στο Διάγραμμα 6.14, το οποίο εκθέτει την παραγωγή της 282^{ης} ημέρας τον Οκτώβριο, η ηλεκτροπαραγωγή των εργοστασίων με κίτρινο χρώμα είναι μειωμένη, καθώς έχει αυξηθεί σε σύγκριση με το Διάγραμμα 6.13 η παραγωγή των ανεμογεννητριών και ακόμη περισσότερο ενισχύθηκε η συνεισφορά της αποθήκευσης, στην οποία προστέθηκε το χρονικό διάστημα 12-6πμ. Συνεπώς, τη συγκεκριμένη ημέρα αξιοποιείται σε μεγάλο βαθμό

ο στόλος των ηλεκτρικών οχημάτων, καθώς παρέχει ένα σημαντικό ποσοστό της συνολικής απαιτούμενης ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος, ελαττώνοντας ταυτόχρονα τη χρήση των συμβατικών μονάδων.



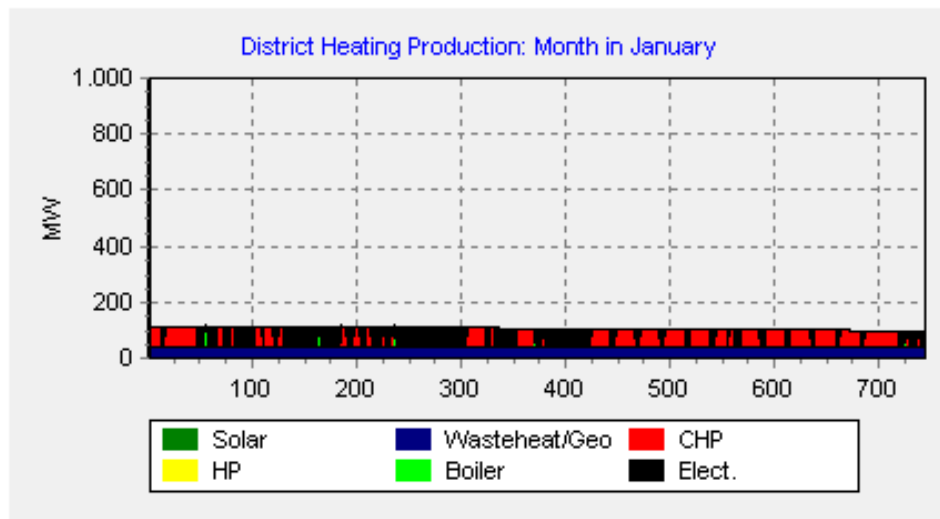
Διάγραμμα 6.13: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την 193^η ημέρα του σταθερού σεναρίου



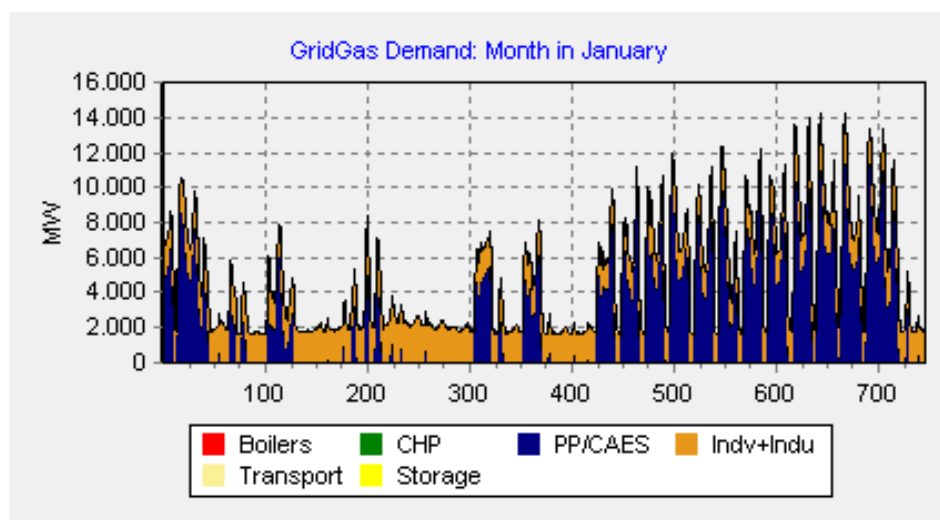
Διάγραμμα 6.14: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την 282^η ημέρα του σταθερού σεναρίου

Γενικότερα το σύστημα λειτουργούσε ομαλά, με χαρακτηριστικό μέγεθος τη μηδενική κρίσιμη πλεονάζουσα παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας καθόλη τη διάρκεια του έτους προσομοίωσης. Παράλληλα, η αυξημένη παραγωγή από ΑΠΕ και η αξιοποίηση της αποθηκευτικής ικανότητας των αυτοκινήτων οδήγησε στη μείωση της παραγωγής των συμβατικών σταθμών από 17,81 TWh σε 14,7 TWh.

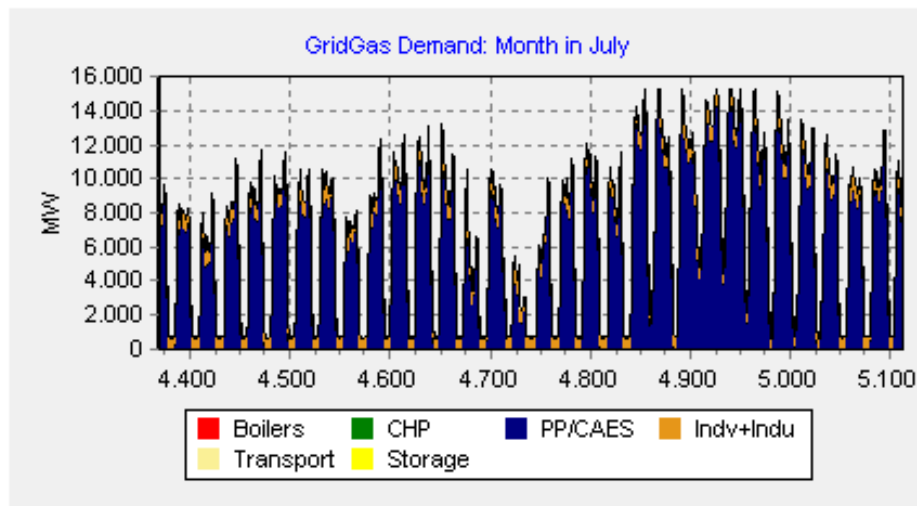
Αναφορικά με τη ζήτηση για θέρμανση, στο Διάγραμμα 6.15 αναπαρίσταται η παραγωγή τηλεθέρμανσης τον Ιανουάριο και γίνεται αντιληπτή η διείσδυση της ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία εμφανίζεται με μαύρο χρώμα στο Διάγραμμα, και ταυτόχρονα των ΑΠΕ στην τελική χρήση για θέρμανση, κάτι που επιδιώκουν και οι στόχοι που έχει θέσει το ΕΣΕΚ. Στο Διάγραμμα 6.16 προβάλλεται η ζήτηση αερίων για τον ίδιο μήνα, με μεγάλη συμμετοχή με πορτοκαλί χρώμα της ατομικής θέρμανσης και των εργοστασίων, εξαιτίας των χαμηλών θερμοκρασιών που τον χαρακτηρίζουν. Αντίθετα, στο Διάγραμμα 6.17 που περιέχει τη ζήτηση αερίων τον Ιούλιο, η ζήτηση για ατομική θέρμανση είναι ελάχιστη και αφορά αποκλειστικά τα εργοστάσια, ενώ το μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης αφορά τις συμβατικές μονάδες παραγωγής με μπλε χρώμα.



Διάγραμμα 6.15: Παραγωγή τηλεθέρμανσης τον Ιανουάριο του σταθερού σεναρίου



Διάγραμμα 6.16: Ζήτηση αερίων τον Ιανουάριο του σταθερού σεναρίου



Διάγραμμα 6.17: Ζήτηση αερίων τον Ιούλιο του σταθερού σεναρίου

Στον Πίνακα 6.11 αναλύεται το ετήσιο κόστος του σταθερού σεναρίου, το οποίο ανήλθε στα 23.966 εκατομμύρια ευρώ. Σε σύγκριση με το σενάριο βάσης (21.030 εκατομμύρια ευρώ) παρουσιάζει μία αύξηση, η οποία οφείλεται στην αύξηση του επενδυτικού κόστους λόγω της αυξημένης ισχύος των μονάδων ΑΠΕ, ενώ ταυτόχρονα έχει μειωθεί το μεταβλητό κόστος χάρη στην ελάττωση της χρήσης των παραγώγων του πετρελαίου.

Πίνακας 6.11: Ανάλυση ετήσιου κόστους σταθερού σεναρίου

Ετήσιο Κόστος (Εκατ. Ευρώ)	Σύνολο	Μεταβλητό	Ανάλυση
Συναλλαγή καυσίμων και φυσικού αερίου		13424	
Άνθρακας			9
Αργό Πετρέλαιο			324
Πετρέλαιο κίνησης			6364
Βενζίνη			6382
Χειρισμός αερίου			135
Βιομάζα			210
Εισόδημα από τρόφιμα			0
Απόβλητα			0
Κόστος συναλλαγής φυσικού αερίου		288	
Οριακό κόστος λειτουργίας		342	
Συναλλαγή ηλεκτρικής ενέργειας		-382	
Εισαγωγή			0
Εξαγωγή			-184
Κόστος συμφόρησης			0
Σταθερές εισαγωγές/εξαγωγές			-197
Κόστος εκπομπών CO2		1982	
Μεταβλητό κόστος	15.654		
Σταθερό κόστος λειτουργίας	2730		
Ετήσιο κόστος επένδυσης	5582		
Σύνολο	23.966		

6.3 Αισιόδοξο σενάριο

Έπειτα από την προσομοίωση του σταθερού σεναρίου, απομένει η προσομοίωση του αισιόδοξου σεναρίου, με σκοπό την αντιπαραβολή των αποτελεσμάτων τους και της λειτουργίας του συστήματος σε κάθε σενάριο.

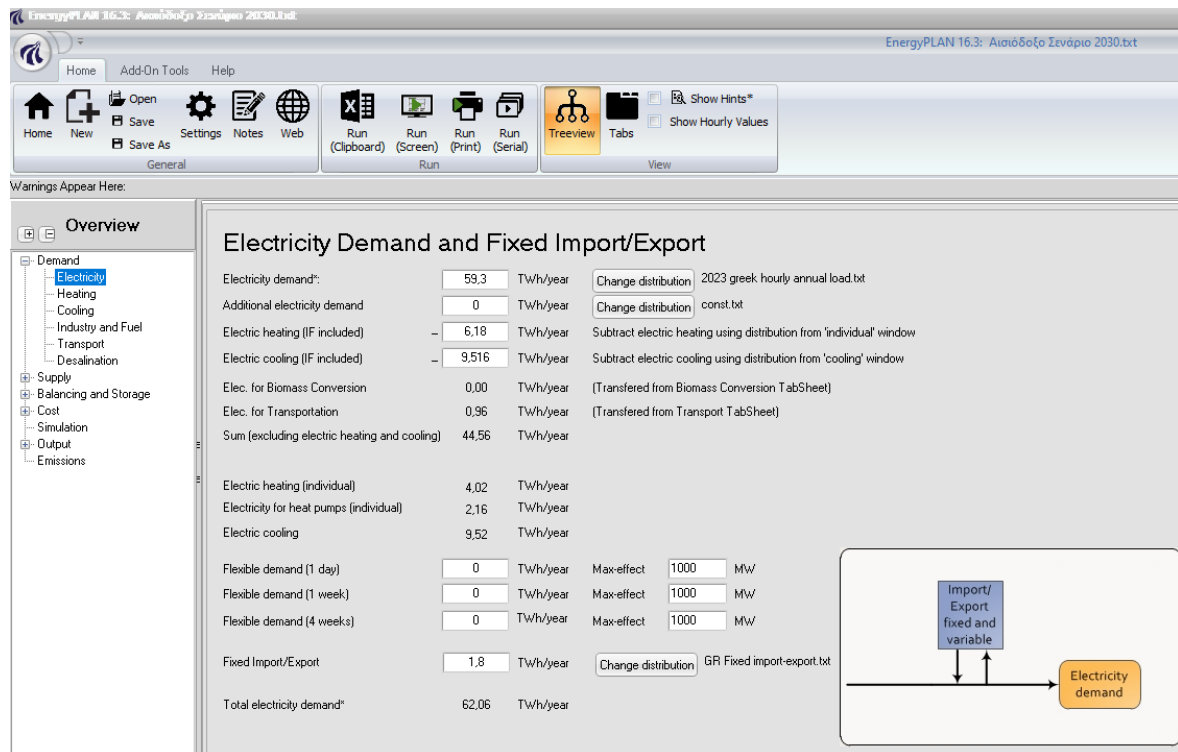
6.3.1 Τελικές ρυθμίσεις πριν την προσομοίωση

Επόμενο βήμα αποτελεί η προσομοίωση του αισιόδοξου σεναρίου, για την οποία θα διαμορφωθεί η ζήτηση του μεταφορικού τομέα βάση των στόχων του, της προσομοίωσης Monte Carlo και των πιο αισιόδοξων υποθέσεων σε σχέση με το σταθερό σενάριο. Πιο συγκεκριμένα, η συνολική ζήτηση για τα 430.000 οχήματα ανήλθε στις 0,96 TWh. Σε αυτό το σενάριο, θεωρείται ότι οι πολιτικές και οι τεχνολογικές εξελίξεις θα υποστηρίξουν μια πιο δυναμική μετάβαση στην έξυπνη φόρτιση. Επομένως, υποθέτουμε ότι το 80% της συνολικής κατανάλωσης (0,768 TWh) θα είναι αποτέλεσμα έξυπνων φορτίσεων και το υπόλοιπο 20% (0,192 TWh) ανεξέλεγκτων. Η χωρητικότητα σύνδεσης του δικτύου προς τα οχήματα εκτιμήθηκε ίση με 9.209,31 MW, ενώ η αποθηκευτική ικανότητα της μπαταρίας του στόλου ίση με 13,07 GWh. Σχετικά με την αμφίδρομη φόρτιση V2G, υποθέτουμε ότι το 35% της συνολικής χωρητικότητας σύνδεσης των αυτοκινήτων με το δίκτυο (3.223,26 MW) θα έχει τη δυνατότητα συμμετοχής στην αμφίδρομη φόρτιση. Η καρτέλα ζήτησης του μεταφορικού τομέα προβάλλεται στην Εικόνα 6.9.



Εικόνα 6.9: Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων ζήτησης του μεταφορικού τομέα για το αισιόδοξο σενάριο του 2030

Η συνολική απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια του συστήματος (Εικόνα 6.10) υπολογίζεται στις 62,06 TWh, οι οποίες περιλαμβάνουν και τη ζήτηση των ηλεκτρικών αυτοκινήτων (0,96 TWh). Η διαφορά σε σχέση με το σταθερό σενάριο (61,68 TWh) αφορά αποκλειστικά την αυξημένη ζήτηση των ηλεκτρικών αυτοκινήτων.



Εικόνα 6.10: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αισιόδοξου σεναρίου 2030

Το επενδυτικό κόστος του συστήματος για τη διεύθυνση των 430.000 ηλεκτρικών αυτοκινήτων εντοπίζεται στην Εικόνα 6.11.

Prod. type	Investment		Period Years	O. and M. % of Inv.	Total Inv. Costs MEUR	Annual Costs (MEUR/year)	
	1000-Units	MEUR pr. Unit				Investment	Fixed Opr. and M.
Bikes:	0						
Bicycles	0	0	0	0	0	0	0
Motorbikes	0	0	0	0	0	0	0
Cars:	430						
Electric Cars	430	5	20	0	2150	131	0
Conventional Cars	0	0	0	0	0	0	0
Buses	0						
DME Buses	0	0	0	0	0	0	0
Diesel Buses	0	0	0	0	0	0	0
Trucks:	0						
DME Trucks	0	0	0	0	0	0	0
Diesel Trucks	0	0	0	0	0	0	0

Εικόνα 6.11: Καρτέλα εισαγωγής δαπανών ηλεκτρικών αυτοκινήτων για το αισιόδοξο σενάριο του 2030

Τέλος, επιλέγεται η τεχνική στρατηγική προσομοίωσης με την ίδια σειρά προτεραιότητας με το σταθερό σενάριο στην εξισορρόπηση της ηλεκτρικής ενέργειας, δίνοντας έμφαση στην αμφίδρομη φόρτιση.

6.3.2 Αποτελέσματα προσομοίωσης

Έχοντας παραμετροποιήσει το αισιόδοξο σενάριο, έπεται η προσομοίωση στο EnergyPLAN. Τα αποτελέσματά της αναλύονται διεξοδικά στα δύο φύλλα του λογισμικού, όπως φαίνεται στις Εικόνες 6.12 και 6.13.

Input										The EnergyPLAN model 16.3																									
Electricity demand (TWh/year): Fixed demand 43,60 Electric heating + HP 6,18 Electric cooling 9,52					Flexible demand 0,00 Fixed imp/exp. 1,80 Transportation 0,96 Total 62,06					Group 2: CHP 81 122 0,30 0,45 Heat Pump 0 0 3,00 Boiler 5000 0,80 Group 3: CHP 205 164 0,50 0,40 Heat Pump 0 0 3,00 Boiler 0 0 0,80 Condensing 7885 0,55					Capacities MW-e MJ/s elec. Ther COP						Efficiencies Regulation Strategy: CEEP regulation 234571000 Minimum Stabilisation share 0,30 Stabilisation share of CHP 0,00 Minimum CHP gr 3 load 1000 MW Minimum PP 0 MW Heat Pump maximum share 1,00 Maximum import/export 8230 MW					Technical regulation no. 2					Fuel Price level: Capacities Storage Efficiencies Elec. Storage MW-e GWh Elec. Ther.				
District heating (TWh/year) District heating demand 0,00 Solar Thermal 0,00 Industrial CHP (CSHP) 0,00 Demand after solar and CSHP 0,00					Gr.1 Gr.2 Gr.3 Sum 0,00 0,57 0,00 0,57 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,57 0,00 0,57					Heatstorage: gr.2: 0 GWh Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent Electricity prod. from CSHP Waste (TWh/year) Gr.1: 0,00 0,00 Gr.2: 3,00 0,15 Gr.3: 0,00 0,00					gr.3: 0 GWh gr.3: 0,0 Per cent						Distr. Name : GR market prices.txt Addition factor 6,00 EUR/MWh Multiplication factor 1,00 Dependency factor 0,00 EUR/MWh pr. MW Average Market Price 119 EUR/MWh Gas Storage 0 GWh Syngas capacity 0 MW Biogas max to grid 0 MW					CAES fuel ratio: 0,000 (TWh/year) Coal Oil Ngas Biomass Transport 0,00 72,66 0,35 0,00 Household 0,00 4,05 7,21 12,80 Industry 0,94 5,51 4,94 2,48 Various 0,00 0,59 0,00 0,49									
Wind 8900 MW Offshore Wind 1900 MW Photo Voltaic 13500 MW River Hydro 0 MW Hydro Power 3823 MW Geothermal/Nuclear 100 MW					20,76 TWh/year 0,00 Grid 0,59 TWh/year 0,00 stabili- 20,29 TWh/year 0,00 sation 0 TWh/year 0,00 share 6,48 TWh/year 0,75 TWh/year																														
Output																																			
District Heating											Electricity											Exchange													
Demand		Production								Ba- lance MW	Consumption					Production					Balance				Payment										
Distr. heating MW		Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec- trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Turb- ine MW	RES MW	Hy- dro MW	Geo- thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab- Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp Million EUR	Exp EUR					
January	110	0	41	0	37	0	0	0	32	0	5556	169	399	0	699	0	0	4438	775	85	359	24	1636	786	0	258	0	258	0	7					
February	104	0	41	0	31	0	0	0	32	0	5911	177	408	0	691	2	2	5415	727	85	359	20	1200	709	0	378	0	378	0	6					
March	89	0	41	0	24	0	0	0	24	0	5308	198	346	0	522	0	0	4921	702	85	359	16	1055	771	0	553	0	553	0	12					
April	67	0	41	0	11	0	0	0	15	0	4961	198	275	0	334	13	11	5558	520	85	359	7	667	774	0	1265	0	1265	0	20					
May	44	0	41	0	2	0	0	0	4	-4	5196	201	214	0	217	19	15	5951	464	85	359	2	545	766	0	1459	0	1459	0	24					
June	32	0	41	0	0	0	0	0	0	-9	6183	210	94	0	77	0	0	5179	673	85	359	0	1119	774	0	663	0	663	0	20					
July	26	0	41	0	0	0	0	0	0	-15	8841	171	94	0	79	0	0	4863	880	85	359	0	3319	682	3	92	0	92	0	3					
August	27	0	41	0	0	0	0	0	0	-14	7934	199	95	0	87	0	0	5248	796	85	359	0	2294	693	0	330	0	330	0	9					
September	38	0	41	0	0	0	0	0	0	-3	6222	197	149	0	161	0	0	4012	809	85	359	0	1900	822	0	233	0	233	0	7					
October	59	0	41	0	11	0	0	0	7	0	5412	172	225	0	320	2	1	3831	769	85	359	7	1668	857	0	350	0	350	0	12					
November	83	0	41	0	27	0	0	0	15	0	5264	147	297	0	478	1	0	3853	748	85	359	18	1800	850	0	387	0	387	0	11					
December	101	0	41	0	44	0	0	0	16	0	5722	142	355	0	603	0	0	3648	835	85	359	29	2300	826	0	225	0	225	0	6					
Average	65	0	41	0	16	0	0	0	12	-4	6047	182	246	0	355	3	2	4740	725	85	359	10	1630	776	0	515	0	515	Average price (EUR/MWh)						
Maximum	115	0	41	0	74	0	0	65	74	0	13210	6010	695	0	1140	4325	2001	19072	998	85	359	50	8081	1355	678	8230	0	8230							
Minimum	23	0	41	0	0	0	0	0	0	-18	2379	-2233	82	0	0	0	0	62	-1745	85	359	0	0	240	0	0	0	0	62	30					
TWh/year	0,57	0,00	0,36	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,11	-0,03	53,12	1,60	2,16	0,00	3,12	0,03	0,02	41,64	6,37	0,75	3,15	0,09	14,32		0,00	4,53	0,00	4,53	0	136					
FUEL BALANCE (TWh/year):										Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry Imp/Exp Corrected CO2 emission (Mt):															
	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elec.Jy.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Net	Total	Net									
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,94	0,94	0,00	0,94	0,34	0,34									
Oil	-	-	-	0,00	-	0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	72,66	2,98	6,10	81,75	0,00	81,75	22,16	22,16									
N.Gas	-	-	-	0,00	-	26,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,19	6,73	4,94	42,90	-8,23	34,67	8,75	8,07									
Biomass	-	0,30	-	0,00	-	-	-	-	0,60	-	5,11	-	-	-	-	-	-	-	-	11,72	2,96	20,70	0,00	20,70	0,07	0,07									
Renewable	-	-	-	-	-	-	0,75	6,37	-	-	-	-	20,76	20,29	0,59	6,48	3,30	-	-	-	-	52,06	0,00	52,06	0,00	0,00									
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00									
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-4,60	-	-	-	-	-	-	4,60	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00									
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00									
Total	-	0,30	-	0,00	-	26,04	0,75	6,37	0,60	-	0,51	-	20,76	20,29	0,59	6,48	3,30	82,45	21,43	14,95	198,35	-8,23	190,13	31,32	30,64										

21-Οκτώβριος-2024 [14:36]

Εικόνα 6.12: Πρώτο φύλλο των αποτελεσμάτων της προσομοίωσης του αισιόδοξου σεναρίου

Output specifications				Αισιόδοξο Σενάριο 2030.txt												The EnergyPLAN model 16.3																																
District Heating Production																RES specification																																
Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES1					RES2					RES3					RES 4-7					Total				
District heating	Solar	CSHP	DHP	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	Wind	Offshore	Photo	Hydro	Geothermal	Other	Wind	Offshore	Photo	Hydro	Geothermal	Other													
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW													
January	0	0	0	0	110	0	41	37	0	0	0	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3171	103	1164	0	4438	0	4438	0	4438	0	4438													
February	0	0	0	0	104	0	41	31	0	0	0	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3821	129	1466	0	5415	0	5415	0	5415	0	5415													
March	0	0	0	0	89	0	41	24	0	0	0	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2702	74	2145	0	4921	0	4921	0	4921	0	4921													
April	0	0	0	0	67	0	41	11	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2635	70	2852	0	5558	0	5558	0	5558	0	5558													
May	0	0	0	0	44	0	41	2	0	0	0	4	0	-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2715	75	3161	0	5951	0	5951	0	5951	0	5951													
June	0	0	0	0	32	0	41	0	0	0	0	0	0	-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1845	41	3293	0	5179	0	5179	0	5179	0	5179													
July	0	0	0	0	26	0	41	0	0	0	0	0	0	-15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1364	30	3470	0	4863	0	4863	0	4863	0	4863													
August	0	0	0	0	27	0	41	0	0	0	0	0	0	-14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1837	42	3368	0	5248	0	5248	0	5248	0	5248													
September	0	0	0	0	38	0	41	0	0	0	0	0	0	-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1365	29	2617	0	4012	0	4012	0	4012	0	4012													
October	0	0	0	0	59	0	41	11	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1977	52	1802	0	3831	0	3831	0	3831	0	3831													
November	0	0	0	0	83	0	41	27	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2554	82	1217	0	3853	0	3853	0	3853	0	3853													
December	0	0	0	0	101	0	41	44	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2435	80	1134	0	3648	0	3648	0	3648	0	3648													
Average	0	0	0	0	65	0	41	16	0	0	0	12	0	-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2363	67	2310	0	4740	0	4740	0	4740	0	4740													
Maximum	0	0	0	0	115	0	41	74	0	0	65	74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8900	1900	13500	0	19072	0	19072	0	19072	0	19072													
Minimum	0	0	0	0	23	0	41	0	0	0	0	0	0	-18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55	1	0	0	62	0	62	0	62	0	62													
Total for the whole year																																																
TWh/year				0,57 0,00 0,36 0,14 0,00 0,00 0,11 -0,03										0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00										20,76 0,59 20,29 0,00 41,64																								
Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year																																																
				NATURAL GAS EXCHANGE																																												
ANNUAL COSTS (Million EUR)																																																
Total Fuel ex Ngas exchange = 13424																																																
Uranium = 0																																																
Coal = 9																																																
FuelOil = 324																																																
Gasoil/Diesel= 6364																																																
Petrol/Jp = 6382																																																
Gas handling = 134																																																
Biomass = 210																																																
Food income = 0																																																
Waste = 0																																																
Total Ngas Exchange costs = 283																																																
Marginal operation costs = 338																																																
Total Electricity exchange = -336																																																
Import = 0																																																
Export = -136																																																
Bottleneck = 0																																																
Fixed impl/ex= -200																																																
Total CO2 emission costs = 1973																																																
Total variable costs = 15681																																																
Fixed operation costs = 2730																																																
Annual Investment costs = 5633																																																
TOTAL ANNUAL COSTS = 24044																																																
RES Share: 36,7 Percent of Primary Energy				97,0 Percent of Electricity				49,0 TWh electricity from RES																																								

21-Οκτώβριος-2024 [14:36]

Εικόνα 6.13: Δεύτερο φύλλο των αποτελεσμάτων της προσομοίωσης του αισιόδοξου σεναρίου

Στον Πίνακα 6.12 καταγράφονται τα στοιχεία των ΑΠΕ των δύο σεναρίων. Παρατηρούμε παρόμοιες τιμές, ιδιαίτερα στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και μία μικρή μείωση του μεριδίου τους στην παραγωγή της από 98,1% σε 97%.

Πίνακας 6.12: Αντιπαραβολή των στοιχείων ΑΠΕ μεταξύ του σταθερού και αισιόδοξου σεναρίου

Στοιχεία ΑΠΕ	Σταθερό Σενάριο	Αισιόδοξο Σενάριο
Μερίδιο στην παροχή πρωτογενούς ενέργειας	36,6%	36,7%
Μερίδιο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	98,1%	97%
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	49 TWh	49 TWh

Στον Πίνακα 6.13 εξετάζονται οι διαφορές της κατανομής πρωτογενούς ενέργειας στα υπό εξέταση σενάρια. Επαναλαμβάνεται η ομοιότητα των τιμών τους, με μοναδική ιδιαίτερη απόκλιση τη μείωση της χρήσης του φυσικού αερίου στο αισιόδοξο σενάριο στις 42,9 TWh από τις 43,58 TWh στο σταθερό σενάριο, με συνέπεια τη μείωση της συνολικής παροχής. Παράλληλα, να μην παραλειφθεί η μείωση της συνολικής παροχής σε σχέση με τις προβλέψεις του ΕΣΕΚ για 22 TWh πρωτογενούς ενέργειας και η αύξηση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα σε σχέση με το σταθερό σενάριο από 30,43 εκατομμύρια τόνους σε 30,64 εκατομμύρια τόνους.

Πίνακας 6.13: Αντιπαραβολή κατανομής πρωτογενούς ενέργειας μεταξύ του σταθερού και αισιόδοξου σεναρίου

Καύσιμο	Σταθερό Σενάριο (TWh)	Αισιόδοξο Σενάριο (TWh)
Άνθρακας	0,94	0,94
Πετρέλαιο	81,75	81,75
Φυσικό Αέριο	43,58	42,9
Βιομάζα	20,7	20,7
ΑΠΕ	52,05	52,06
Υδρογόνο	0	0
Βιοκαύσιμα	0	0
Πυρηνικά	0	0
Σύνολο	199,03	198,35

Η διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων είναι ενισχυμένη σε αυτό το σενάριο, γεγονός που επιβεβαιώνεται και από τον Πίνακα 6.14. Οι μετρικές της χρήσης της στρατηγικής V2G

είναι όλες σημαντικά αυξημένες σε σύγκριση με το σταθερό σενάριο, με την ετήσια V2G Ζήτηση να αυξάνεται από 0,38 TWh σε 0,69 TWh, την ετήσια V2G Φόρτιση από 2,74 TWh σε 4,12 TWh και την ετήσια V2G Εκφόρτιση από 1,88 TWh σε 2,71 TWh, ενώ η ετήσια μέση τιμή της V2G Αποθήκευσης αυξήθηκε από 2793 MW σε 4067 MW. Επιπρόσθετα, εντοπίστηκαν αυξήσεις και στην ζήτηση ενέργειας για την ανεξέλεγκτη φόρτιση των αυτοκινήτων, με την ετήσια ζήτηση να αυξάνεται από 0,16 TWh σε 0,19 TWh, η ετήσια μέση τιμή από 18 MW σε 22 MW και η μέγιστη από 55 MW σε 66 MW.

Πίνακας 6.14: Αποτελέσματα εφαρμογής της στρατηγικής V2G στο αισιόδοξο σενάριο

Μηνιαίες μέσες τιμές (MW)	V2G Ζήτηση	V2G Φόρτιση	V2G Εκφόρτιση	V2G Αποθήκευση
Ιανουάριος	77	351	204	3659
Φεβρουάριος	79	469	314	4044
Μάρτιος	80	581	404	4771
Απρίλιος	77	567	391	6752
Μάιος	80	548	370	7252
Ιούνιος	80	621	434	5210
Ιούλιος	77	424	274	2131
Αύγουστος	80	548	372	3275
Σεπτέμβριος	78	554	378	3230
Οκτώβριος	79	415	266	3271
Νοέμβριος	80	281	156	3241
Δεκέμβριος	77	271	150	2039
Ετήσια μέση τιμή	79	469	309	4067
Ετήσιο μέγιστο	239	5987	2236	13070
Ετήσιο ελάχιστο	0	0	0	0
Ετήσια τιμή (TWh)	0,69	4,12	2,71	0

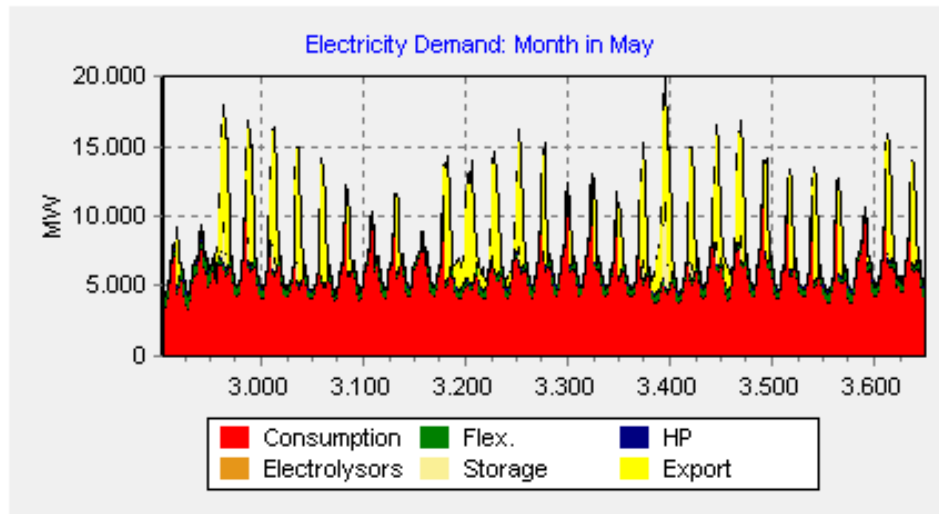
Όπως και στο σταθερό σενάριο, η στρατηγική V2G καθορίστηκε ως η πρώτη επιλογή άντλησης αποθηκευμένης ηλεκτρικής ενέργειας. Συνεπώς, η ηλεκτρική ενέργεια που το δίκτυο εκμαίευσε από τα ηλεκτρικά οχήματα ήταν ίση με 2,71 TWh σύμφωνα με τον Πίνακα 6.14. Η αντλησιοταμίευση προσέφερε 0,1 TWh και η αποθήκευση μέσω μπαταριών μόλις 0,02 TWh. Δηλαδή το 99,5% της αντλούμενης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω αποθήκευσης προήλθε από τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα, ενώ αντίστοιχο είναι και το ποσοστό της ζήτησης ενέργειας για φόρτιση των αποθηκευτικών μονάδων. Γι' αυτό τον λόγο και σε αυτό το σενάριο, τα αποτελέσματα αποθήκευσης ενέργειας (είτε ως ζήτηση είτε ως παραγωγή) αφορούν τη στρατηγική V2G.

Το ετήσιο ισοζύγιο εξαγωγών μειώθηκε από τις 5,47 TWh στις 4,53 TWh. Ο Μάιος αποτέλεσε και πάλι τον μήνα όπου το σύστημα εξήγαγε την περισσότερη ηλεκτρική

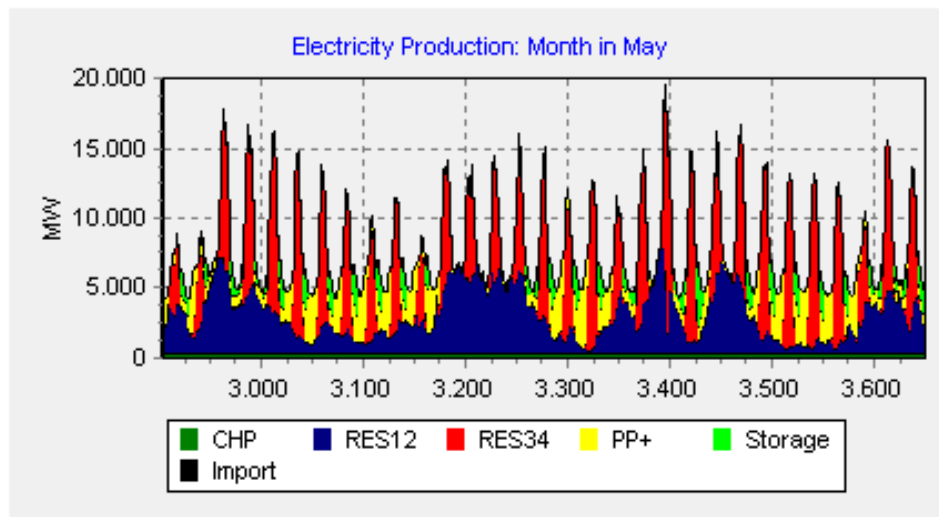
ενέργεια, με μέση τιμή τα 1.459 MW, ενώ ο Ιούλιος αυτός με την λιγότερη, με μέση τιμή τα 92 MW. Οι εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας ήταν μειωμένες σε όλη τη διάρκεια του έτους, γεγονός που ίσως οφείλεται στην αυξημένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για φόρτιση των ηλεκτρικών αυτοκινήτων (από 2,74 TWh σε 4,12 TWh), με αποτέλεσμα την αξιοποίηση της παραγόμενης ενέργειας στην εξυπηρέτηση του επιπλέον φορτίου αυτού του σεναρίου, το οποίο καλύπτει τις μεταφορικές ανάγκες των αυτοκινήτων και φορτίζει τις μπαταρίες τους για την αυξημένη χρήση της V2G.

Στη συνέχεια, παρατίθενται ενδεικτικά διαγράμματα που αποκαλύπτουν ενδιαφέροντα στοιχεία για τη λειτουργία του συστήματος στα οποία αναπαρίσταται η ωριαία ζήτηση και παραγωγή σε μηνιαία, εβδομαδιαία και ημερήσια βάση.

Αρχικά, παρουσιάζεται η ζήτηση και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Μάιο. Όπως φαίνεται και στο Διάγραμμα 6.18, υπάρχει μεγάλη ποσότητα ζήτησης για εξαγωγές με κίτρινο χρώμα, κάτι που συνέβη και στο σταθερό σενάριο. Από το Διάγραμμα 6.19, μπορούμε να παρατηρήσουμε την υψηλή παραγωγή των ΑΠΕ και κυρίως των φωτοβολταϊκών με κόκκινο χρώμα, ενώ συμπληρωματικά τις βραδινές ώρες λειτουργεί η αποθήκευση ενέργειας με λαχανί χρώμα, μειώνοντας τη συμβολή των εργοστασίων ηλεκτροπαραγωγής με κίτρινο χρώμα.

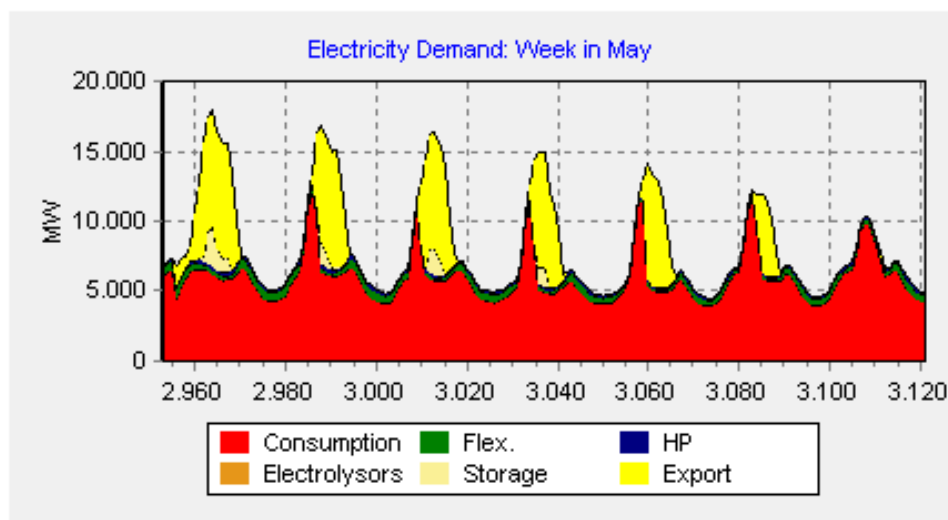


Διάγραμμα 6.18: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας τον Μάιο του αισιόδοξου σεναρίου

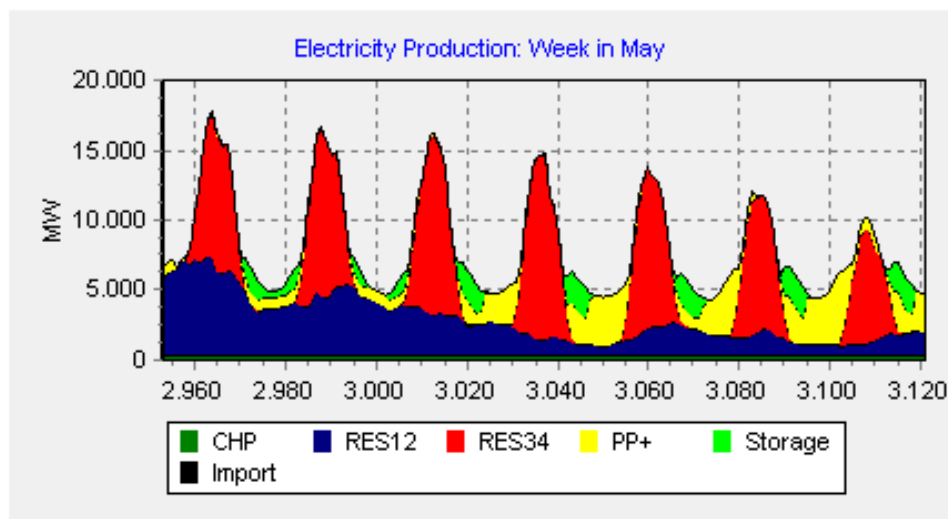


Διάγραμμα 6.19: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Μάιο του αισιόδοξου σεναρίου

Έπειτα εστιάζουμε στην πρώτη εβδομάδα αυτού του μήνα. Στο Διάγραμμα 6.20 εντοπίζουμε πέρα από την αυξημένη ζήτηση εξαγωγών, ζήτηση τις μεσημεριανές ώρες για φόρτιση των οχημάτων της ομάδας "Storage" και σταθερή ζήτηση καθ' όλη τη διάρκεια της για ανεξέλεγκτη φόρτιση της ομάδας "Flex.". Αντίστοιχα για την παραγωγή στο Διάγραμμα 6.21 διακρίνεται ξανά η μεγάλη παραγωγή των φωτοβολταϊκών και η σημαντική συνεισφορά της στρατηγικής V2G τις νυχτερινές ώρες που τα πρώτα δεν παράγουν ηλεκτρική ενέργεια, μειώνοντας τη χρήση των συμβατικών μονάδων.

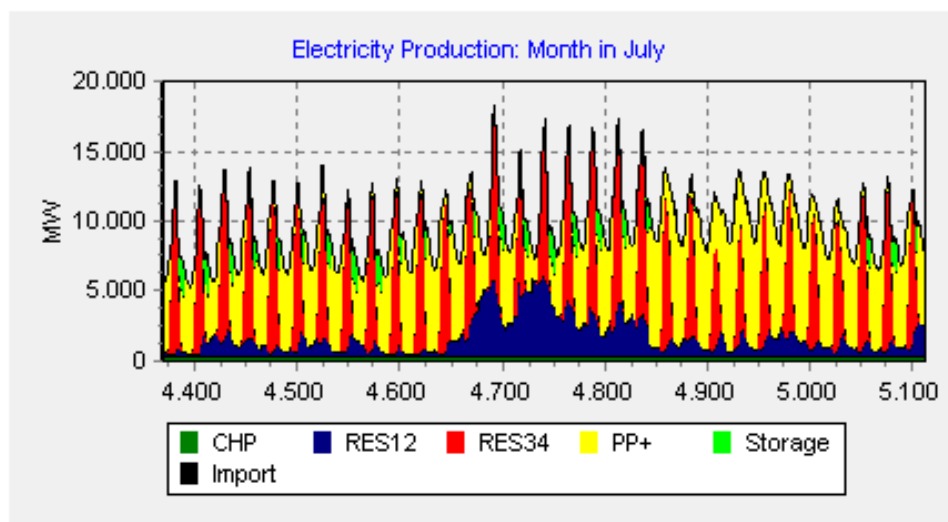


Διάγραμμα 6.20: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας την πρώτη εβδομάδα του Μαΐου του αισιόδοξου σεναρίου



Διάγραμμα 6.21: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την πρώτη εβδομάδα του Μαΐου του αισιόδοξου σεναρίου

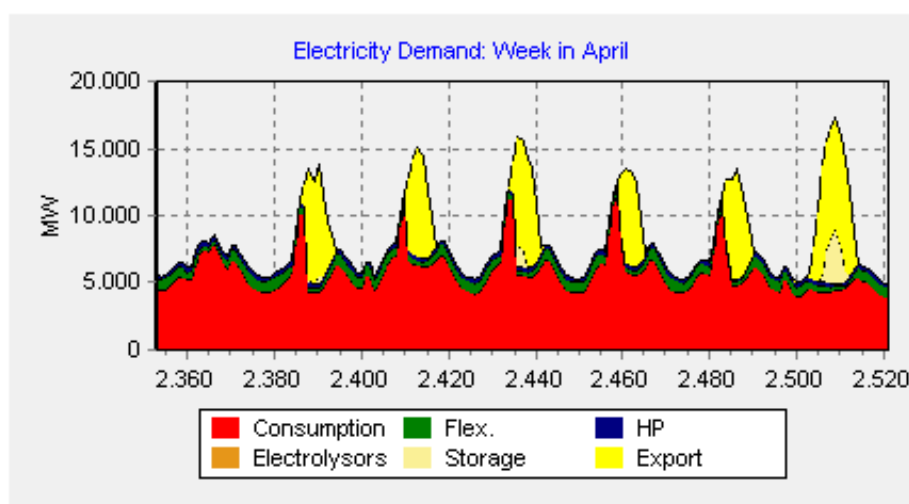
Στο Διάγραμμα 6.22 αναπαρίσταται η ωριαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Ιούλιο, το μήνα με τις χαμηλότερες εξαγωγές και την υψηλότερη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Παρατηρούμε την χαμηλότερη παραγωγή από τις ανεμογεννήτριες, την πολύ υψηλή από φωτοβολταϊκά αλλά μόνο τις ώρες ηλιοφάνειας και τη σημαντική χρήση των εργοστασίων ηλεκτροπαραγωγής για τις υπόλοιπες ώρες. Αξιοσημείωτη είναι και η συνεισφορά της αποθήκευσης ενέργειας τις περισσότερες ημέρες του μήνα σε αυτή την υψηλή ζήτηση, στην προσπάθεια για αποσυμφόρηση του συστήματος.



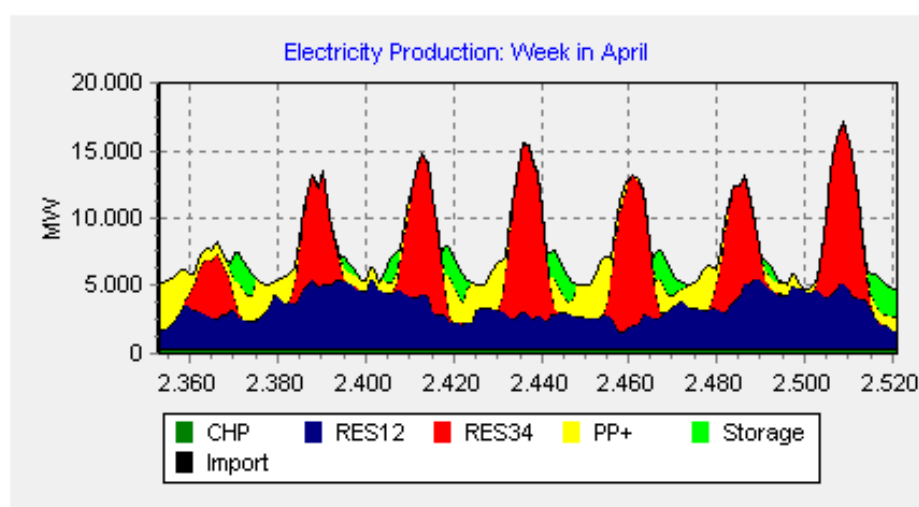
Διάγραμμα 6.22: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Ιούλιο του αισιόδοξου σεναρίου

Στα Διαγράμματα 6.23 και 6.24 προβάλλονται η ζήτηση και η παραγωγή της δεύτερης εβδομάδας του Απριλίου, του μήνα με τη χαμηλότερη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Στο πρώτο, παρατηρούμε υψηλές εξαγωγές τις μεσημεριανές ώρες, οι οποίες

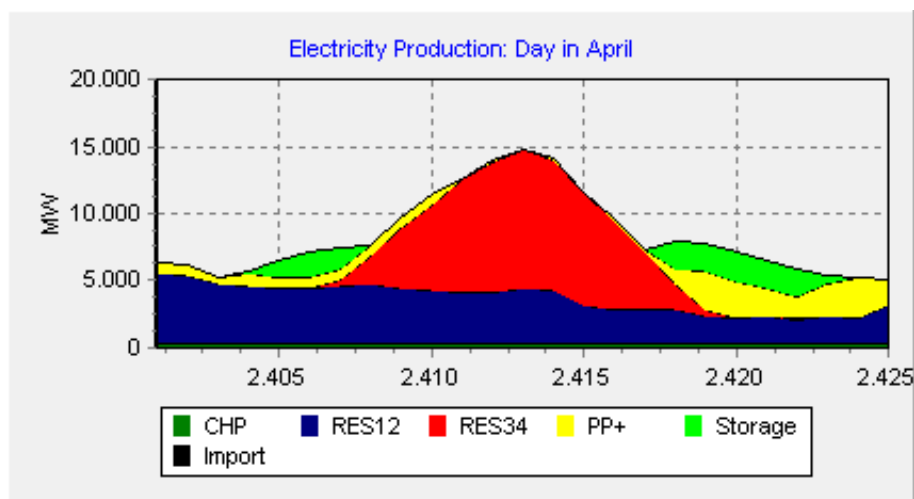
πραγματοποιούνται για να αξιοποιηθεί η υψηλή παραγωγή των φωτοβολταϊκών τις ίδιες ώρες του δευτέρου. Παράλληλα, είναι εμφανής η ζήτηση για ανεξέλεγκτη φόρτιση με πράσινο χρώμα, για τις αντλίες θερμότητας με μπλε και για τη φόρτιση του στόλου των ηλεκτρικών οχημάτων με λευκό. Στο Διάγραμμα 6.24, αξίζει να σημειωθεί η σημαντική συμβολή των ηλεκτρικών οχημάτων στην κάλυψη του φορτίου κατά τις πρωινές και βραδινές ώρες, παρά τη χαμηλότερη ζήτηση ενέργειας, όταν τα φωτοβολταϊκά συστήματα δεν είναι σε θέση να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια. Τα παραπάνω συμπεράσματα για την παραγωγή, γίνονται περισσότερο αντιληπτά εάν επικεντρωθούμε σε ημερήσιο επίπεδο, όπως πραγματοποιείται στο Διάγραμμα 6.25 για την τρίτη ημέρα αυτής της εβδομάδας.



Διάγραμμα 6.23: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας τη δεύτερη εβδομάδα του Απριλίου του αισιόδοξου σεναρίου

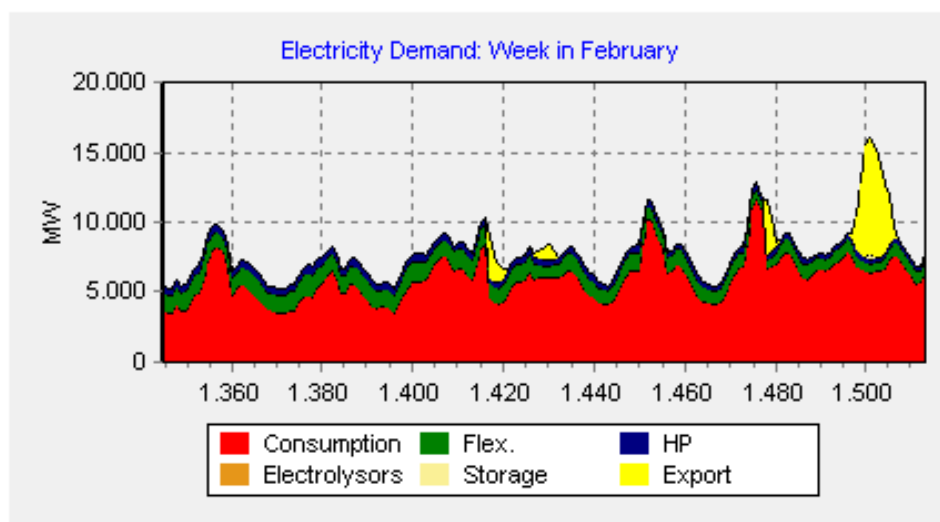


Διάγραμμα 6.24: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τη δεύτερη εβδομάδα του Απριλίου του αισιόδοξου σεναρίου

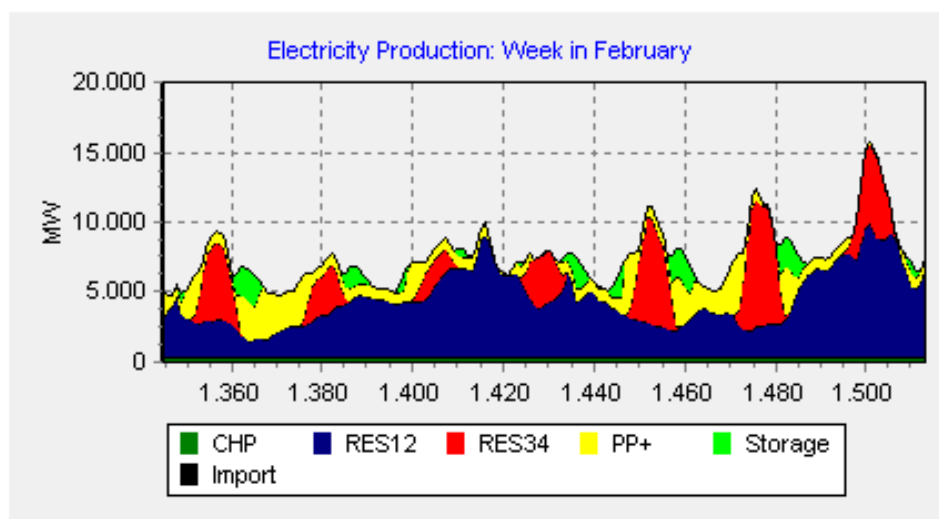


Διάγραμμα 6.25: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την 101^η ημέρα του αισιόδοξου σεναρίου

Στα Διαγράμματα 6.26 και 6.27 εκτίθενται η ζήτηση και παραγωγή αντίστοιχα της τέταρτης εβδομάδας του Φεβρουαρίου, ενός μήνα με χαμηλότερη παραγωγή από τις φωτοβολταϊκές μονάδες και υψηλή από ανεμογεννήτριες, όπως φαίνεται ξεκάθαρα στο Διάγραμμα 6.27, ενώ επίσης εντοπίζεται μειωμένη χρήση των εργοστασίων που έχει αντικατασταθεί από την αποθήκευση ενέργειας. Την τελευταία ημέρα της εβδομάδας όπου αυξάνεται η παραγωγή των φωτοβολταϊκών αυτή η ενέργεια εξάγεται όπως διακρίνεται με κίτρινο χρώμα στο Διάγραμμα 6.26. Αξιόλογη είναι η διαρκής ζήτηση για ανεξέλεγκτη φόρτιση και για τις αντλίες θερμότητας.

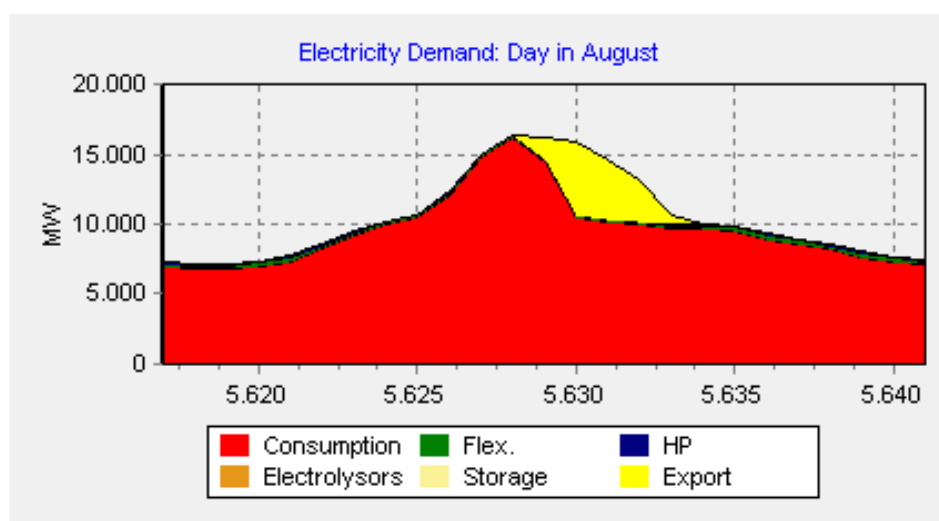


Διάγραμμα 6.26: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας την τέταρτη εβδομάδα του Φεβρουαρίου του σταθερού σεναρίου

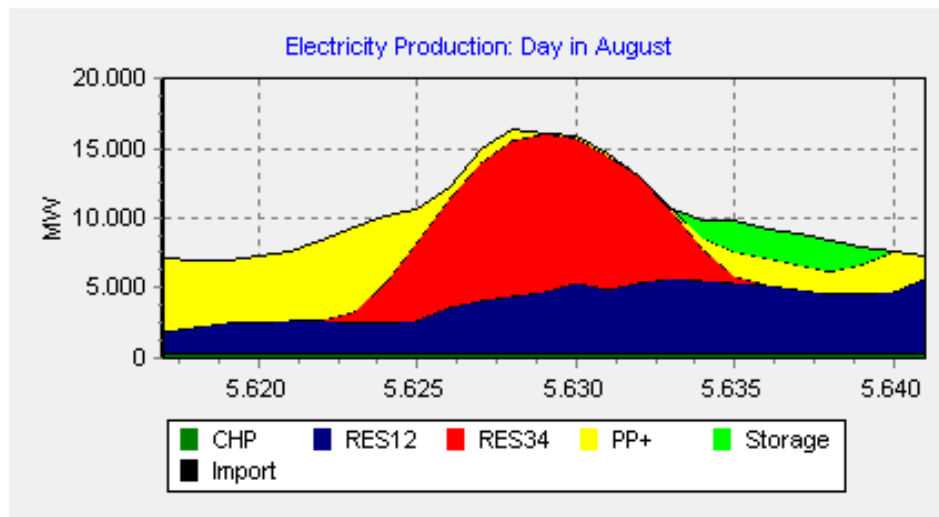


Διάγραμμα 6.27: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την τέταρτη εβδομάδα του Φεβρουαρίου του σταθερού σεναρίου

Στη συνέχεια, επικεντρωνόμαστε στην 235^η ημέρα της προσομοίωσης τον Αύγουστο, μία ημέρα με υψηλή ζήτηση ενέργειας (Διάγραμμα 6.28), η οποία καλύπτεται από σημαντική παραγωγή αιολικών, φωτοβολταϊκών της μεσημβρινές ώρες, συμβατικών μονάδων και ΥΗΣ τις πρωινές και αποθήκευσης ενέργειας τις απογευματινές προς βραδινές ώρες (Διάγραμμα 6.29). Άρα, τη συγκεκριμένη ημέρα, το μίγμα παραγωγής είναι αρκετά ισορροπημένο, αντλώντας ενέργεια από κάθε πηγή για την εξυπηρέτηση του υψηλού φορτίου του συστήματος.

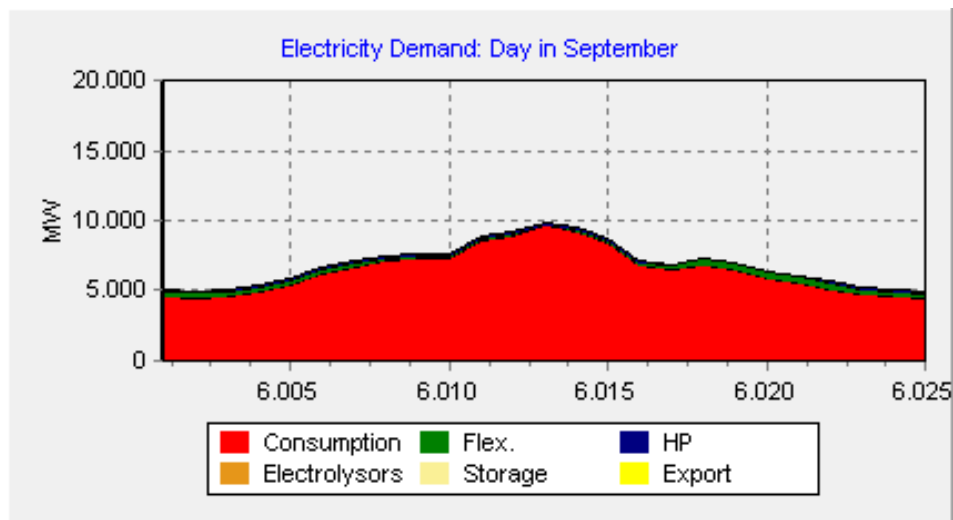


Διάγραμμα 6.28: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας την 235^η ημέρα του αισιόδοξου σεναρίου

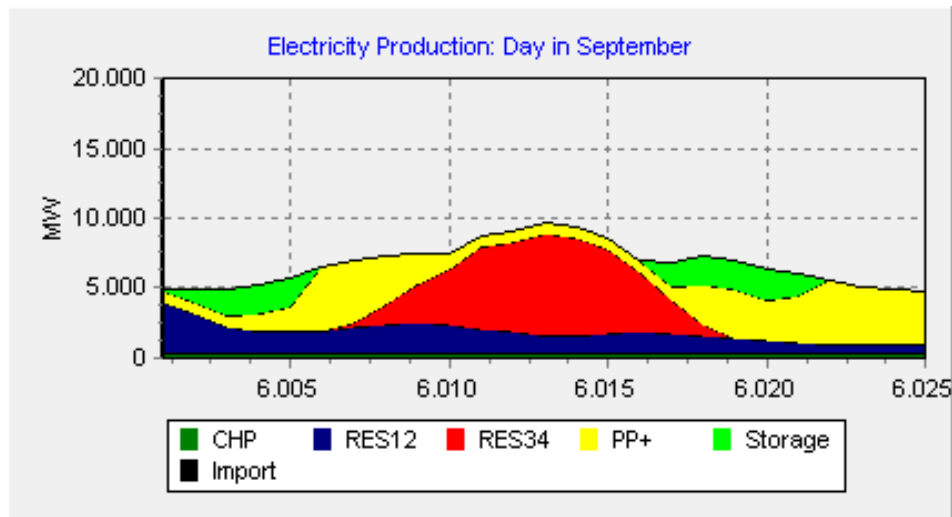


Διάγραμμα 6.29: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την 235^η ημέρα του αισιόδοξου σεναρίου

Στο Διάγραμμα 6.31 προβάλλεται η παραγωγή την 251^η ημέρα, όπου διακρίνουμε χαμηλή παραγωγή αιολικών, την οποία αναπληρώνει η συνεισφορά της αποθήκευσης τις πρώτες πρωινές και απογευματινές ώρες, σε συνδυασμό με τα εργοστάσια ηλεκτροπαραγωγής και τα φωτοβολταϊκά. Καθώς η παραγωγή των ΑΠΕ δεν είναι μεγάλη, εντοπίζουμε μηδενικές εξαγωγές στο Διάγραμμα 6.30, από το οποίο συμπεραίνουμε ότι η παραγωγή αξιοποιείται αποκλειστικά για την κάλυψη της ζήτησης.

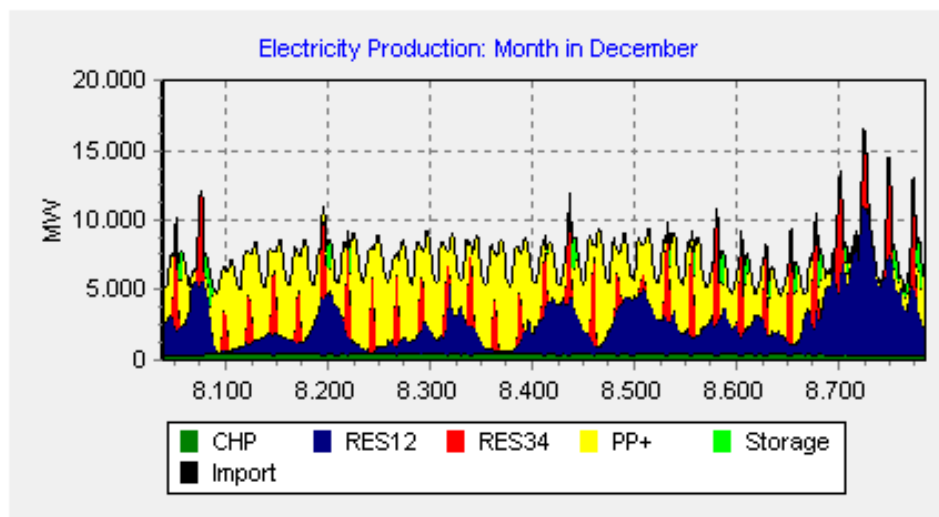


Διάγραμμα 6.30: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας την 251^η ημέρα του αισιόδοξου σεναρίου

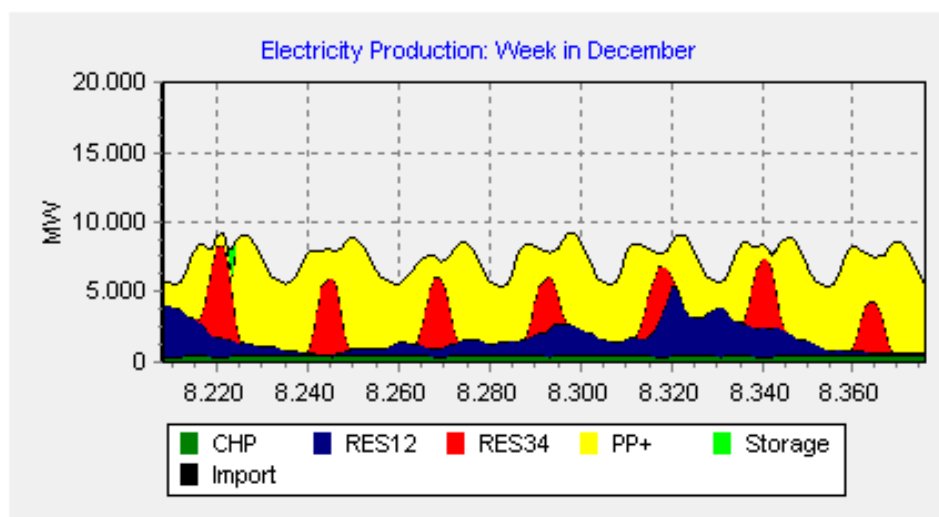


Διάγραμμα 6.31: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την 251^η ημέρα του αισιόδοξου σεναρίου

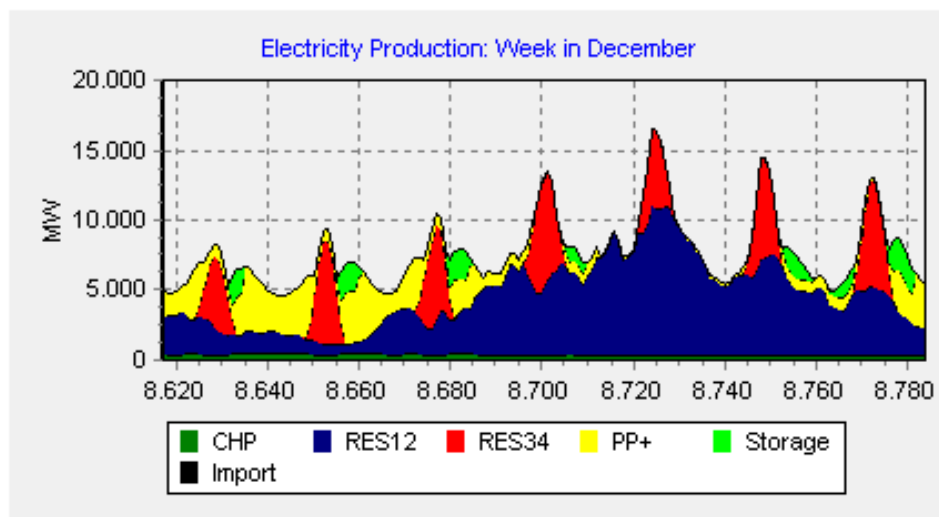
Τέλος, ακολουθεί το Διάγραμμα 6.32 όπου αναπαρίσταται η μηνιαία παραγωγή ενέργειας για τον Δεκέμβριο και το Διάγραμμα 6.33 όπου εστιάζουμε στην παραγωγή της δεύτερης εβδομάδας του ίδιου μήνα. Ο Δεκέμβριος ήταν ο μήνας με τη χαμηλότερη παραγωγή των ΑΠΕ, γεγονός που είναι εμφανές και στα δύο Διαγράμματα, με ελάχιστες ημέρες υψηλής παραγωγής φωτοβολταϊκών η οποία διαρκεί ελάχιστες ώρες εξαιτίας της μειωμένης διάρκειας της ημέρας. Πιο συγκεκριμένα, τη δεύτερη εβδομάδα, η παραγωγή τους αδυνατεί να καλύψει ακόμα και το μεσημβρινό φορτίο, με αποτέλεσμα την αυξημένη χρήση των συμβατικών μεθόδων. Την ίδια εβδομάδα, η συνεισφορά της αποθήκευσης είναι ελάχιστη, η οποία οφείλεται στην πολύ αυξημένη ζήτηση του μεταφορικού τομέα, μειώνοντας με αυτόν τον τρόπο το ποσοστό του στόλου που είναι διαθέσιμο για V2G και την ενέργεια που μπορεί να παρέχει στο δίκτυο. Αντίθετα, η τελευταία εβδομάδα του Δεκεμβρίου, αποτελεί τη μοναδική όπου διακρίνεται μία συνεισφορά της αποθήκευσης, όπως γίνεται αντιληπτή από το Διάγραμμα 6.34.



Διάγραμμα 6.32: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τον Δεκέμβριο του αισιόδοξου σεναρίου



Διάγραμμα 6.33: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την δεύτερη εβδομάδα του Δεκεμβρίου του αισιόδοξου σεναρίου



Διάγραμμα 6.34: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την τελευταία εβδομάδα του Δεκεμβρίου του αισιόδοξου σεναρίου

Όπως και στο σταθερό σενάριο παρατηρήθηκε η ομαλή λειτουργία του συστήματος με μηδενική κρίσιμη πλεονάζουσα παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και η μειωμένη παραγωγή των συμβατικών σταθμών που ήταν ίση με 14,32 TWh.

Σχετικά με τη ζήτηση θερμικής ενέργειας, δεν παρατηρήθηκαν σημαντικές διαφορές μεταξύ των 2 σεναρίων, γεγονός που γίνεται σαφές παρατηρώντας τις καρτέλες των αποτελεσμάτων του κάθε σεναρίου, δηλαδή τις Εικόνες 6.7 και 6.8 για το σταθερό σενάριο και τις Εικόνες 6.12 και 6.13 για το αισιόδοξο. Ακόμη, τα Διαγράμματα 6.15, 6.16 και 6.17 παραμένουν αναλλοίωτα σε αυτό το σενάριο.

Στον Πίνακα 6.15 διαμορφώνεται το ετήσιο κόστος του αισιόδοξου σεναρίου, το οποίο εκτιμήθηκε στα 24.044 εκατομμύρια ευρώ. Σε σχέση με το σταθερό σενάριο (23.966 εκατομμύρια ευρώ) είναι ελάχιστα αυξημένο λόγω της μικρής αύξησης του επενδυτικού κόστους για τις επιδοτήσεις περισσότερων ηλεκτρικών αυτοκινήτων.

Πίνακας 6.15: Ανάλυση ετήσιου κόστους αισιόδοξου σεναρίου

Ετήσιο Κόστος (Εκατ. Ευρώ)	Σύνολο	Μεταβλητό	Ανάλυση
Συναλλαγή καυσίμων και φυσικού αερίου		13424	
Άνθρακας			9
Αργό Πετρέλαιο			324
Πετρέλαιο κίνησης			6364
Βενζίνη			6382
Χειρισμός αερίου			135
Βιομάζα			210
Εισόδημα από τρόφιμα			0
Απόβλητα			0
Κόστος συναλλαγής φυσικού αερίου		283	
Οριακό κόστος λειτουργίας		338	
Συναλλαγή ηλεκτρικής ενέργειας		-336	
Εισαγωγή			0
Εξαγωγή			-136
Κόστος συμφόρησης			0
Σταθερές εισαγωγές/εξαγωγές			-200
Κόστος εκπομπών CO ₂		1973	
Μεταβλητό κόστος	15.681		
Σταθερό κόστος λειτουργίας	2730		
Ετήσιο κόστος επένδυσης	5633		
Σύνολο	24.044		

Κεφάλαιο 7

Συμπεράσματα

7.1 Σύνοψη και συμπεράσματα

Στην παρούσα εργασία μελετήθηκε ο αντίκτυπος της διείσδυσης ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο ελληνικό ΣΗΕ. Αυτή η μελέτη βασίστηκε στα δύο σενάρια διείσδυσης τους που έχει ορίσει το ΕΣΕΚ για το 2030. Πιο συγκεκριμένα, το σταθερό σενάριο προβλέπει διείσδυση 265.000 ηλεκτρικών αυτοκινήτων έως το 2030 ενώ το αισιόδοξο 430.000. Αρχικά, δημιουργήθηκε το μοντέλο εκτίμησης του ηλεκτρικού φορτίου τους, αφού αξιοποιήθηκαν πραγματικά δεδομένα ως είσοδος στην προσομοίωση Μόντε Κάρλο. Έτσι, καθορίστηκαν ορισμένες μεταβλητές του στόλου και έπειτα τα δεδομένα αυτά επεξεργάστηκαν για να γίνει δυνατή η προσομοίωση της ένταξής τους στο λογισμικό EnergyPLAN.

Στο λογισμικό, πρώτα προσομοιώθηκε το ελληνικό ΣΗΕ του 2023 ως σύστημα βάσης. Παρατηρήθηκε μία αύξηση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ από τις 25 TWh της πραγματικής λειτουργίας του συστήματος το 2023 σε 32,66 TWh στην προσομοίωση, εξαιτίας των χαρακτηριστικών της τεχνικής προσομοίωσης που αγνοεί τους περιορισμούς που μπορεί να προκύψουν από την αγορά και επιδιώκει να καλύψει το φορτίο μεγιστοποιώντας τη χρήση των διαθέσιμων πηγών. Η συνεισφορά της αποθήκευσης ενέργειας ήταν μηδαμινή, εξαιτίας της ανικανότητας του σημερινού στόλου για αμφίδρομη φόρτιση και της μικρής χωρητικότητας της αντλησιοταμίευσης. Αντίθετα, η χρήση των εργοστασίων παραγωγής ήταν εκτεταμένη και ίση με 17,81 TWh αλλά μικρότερη από την καταγεγραμμένη χάρη στην αύξηση της παραγωγής των ΑΠΕ.

Επόμενο βήμα αποτέλεσε η προσομοίωση των δύο σεναρίων διείσδυσης του ΕΣΕΚ για το ΣΗΕ του 2030. Οι ΑΠΕ παρήγαγαν 49 TWh, καθώς η παραγωγή τους ρυθμίστηκε σύμφωνα με τις προβλέψεις του ΕΣΕΚ. Η συνολική παροχή της πρωτογενούς ενέργειας μειώθηκε από 222 TWh στο σενάριο βάσης σε 199,03 TWh στο σταθερό και 198,35 TWh στο αισιόδοξο, με σημαντική ελάττωση στα επίπεδα χρήσης του πετρελαίου και του φυσικού αερίου. Αυτές οι τιμές είναι κατά 22 TWh χαμηλότερες σε σχέση με τις προβλέψεις του ΕΣΕΚ.

Ο στόλος των ηλεκτρικών αυτοκινήτων πρωτοστάτησε στην αποθήκευση ενέργειας και στα δύο σενάρια. Πιο συγκεκριμένα, η ετήσια ηλεκτρική ενέργεια που προήλθε από την εκφόρτιση ισούταν με 1,88 TWh στο σταθερό και 2,71 TWh στο αισιόδοξο σενάριο, ενώ η ετήσια μέση τιμή της αποθηκευτικής ικανότητας της μπαταρίας αυξήθηκε από 2.793 MW στο σταθερό σε 4.067 MW στο αισιόδοξο. Ταυτόχρονα, η συνεισφορά του στη λειτουργία του συστήματος έγινε εμφανής από τα διαγράμματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Τις πρώτες πρωινές, τις απογευματινές καθώς και τις βραδινές ώρες, στις οποίες τα φωτοβολταϊκά δεν παράγουν ηλεκτρική ενέργεια και τα περισσότερα αυτοκίνητα είναι σταθμευμένα και συνδεδεμένα στο δίκτυο, το φορτίο του συστήματος καλύφθηκε σε σημαντικό βαθμό από την αποθηκευμένη ηλεκτρική ενέργεια των αυτοκινήτων, σε αντίθεση με το σενάριο βάσης του 2023 όπου την αντίστοιχη ζήτηση κάλυπταν κυρίως οι συμβατικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής.

Επομένως η διεύθυνση αυτή λειτούργησε ευεργετικά, αντικαθιστώντας τη χρήση των ορυκτών καυσίμων και των συμβατικών σταθμών από τις μπαταρίες των ηλεκτρικών οχημάτων. Ως αποτέλεσμα, σε συνδυασμό με την ενισχυμένη παραγωγή των ΑΠΕ, ελαττώθηκε η λειτουργία των συμβατικών σταθμών με μείωση της παραγόμενης ενέργειας τους από 17,81 TWh σε 14,7 TWh στο σταθερό και 14,32 TWh και στο αισιόδοξο σενάριο. Αυτή η εξασθένιση κρίνεται ακόμη πιο σημαντική εάν ληφθεί υπόψιν η αυξημένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος το 2030.

Επιπρόσθετα, η ένταξή τους στο ενεργειακό μίγμα εις βάρος των συμβατικών σταθμών οδήγησε στην αξιοσημείωτη μείωση των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα, από 40,375 εκατομμύρια τόνους του σεναρίου βάσης σε 30,43 και 30,64 εκατομμύρια τόνους αντίστοιχα στα δύο σενάρια. Σε αυτό το γεγονός συνέβαλε σημαντικά η αντικατάσταση των αυτοκινήτων με ΜΕΚ από ηλεκτρικά.

Το κόστος του συστήματος αυξάνεται κατά περίπου 3 δισεκατομμύρια ευρώ στα σενάρια διεύθυνσης σε σύγκριση με το σενάριο βάσης, εξαιτίας του αυξημένου επενδυτικού κόστους για την εγκατάσταση των μονάδων ΑΠΕ. Ωστόσο το μεταβλητό τους κόστος είναι μειωμένο αφού μειώθηκε η χρήση των ορυκτών καυσίμων και το κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.

Εάν πρέπει να επιλεγεί το προτιμότερο σενάριο του 2030, αυτό είναι το αισιόδοξο. Σε σύγκριση με το σταθερό παρουσιάζει ελάχιστα αυξημένο κόστος για τις επιδοτήσεις περισσότερων ηλεκτρικών αυτοκινήτων, ενώ οι εκπομπές διοξειδίου κινούνται σε παρόμοια επίπεδα. Ωστόσο, η συνεισφορά της υψηλότερης διεύθυνσης των ηλεκτρικών αυτοκινήτων

στη λειτουργία του συστήματος είναι σημαντικά αυξημένη σε σύγκριση με το σταθερό σενάριο, οδηγώντας σε πιο ισορροπημένη λειτουργία.

Εν κατακλείδι, τα αποτελέσματα αναδεικνύουν τις θετικές επιδράσεις από τη διείσδυση των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα. Αντί να δημιουργούν πρόσθετη πίεση στο σύστημα, εξαιτίας της αύξησης της ζήτησης που προκαλούν, συνδράμουν στην ενίσχυση της σταθερότητάς του, αναλαμβάνοντας ουσιαστικό ρόλο στην αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και περιορίζοντας την ανάγκη για συμβατικές μονάδες. Το αισιόδοξο σενάριο παρέχει αυξημένα επίπεδα αποθηκευμένης ενέργειας, αποτέλεσμα της ενισχυμένης διείσδυσης των ηλεκτρικών οχημάτων, με αμελητέα αύξηση στο συνολικό κόστος του συστήματος.

7.2 Μελλοντικές επεκτάσεις

Η παρούσα διπλωματική εργασία επικεντρώνεται στις επιπτώσεις διείσδυσης ενός στόλου ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα του 2030. Σε μελλοντικό πλάνο, είναι δυνατόν να επεκταθεί η ανάλυση και σε άλλες μορφές μεταφορών, όπως στις βαριές οδικές, αστικές, σιδηροδρομικές και θαλάσσιες μεταφορές, ώστε να εξεταστεί ο συνολικός αντίκτυπος της ηλεκτροκίνησης.

Αναφορικά με τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα, η μελλοντική χρήση επικαιροποιημένων δεδομένων πωλήσεων θα μπορούσε να οδηγήσει σε πιο ακριβείς προσομοιώσεις με την επέκταση του στόλου στην προσομοίωση Μόντε Κάρλο. Παράλληλα, μια επιλογή αποτελεί η προσομοίωση επιπλέον σεναρίων διείσδυσης για το 2030, τα οποία μπορούν να συνδυαστούν με σενάρια αύξησης της εγκατεστημένης χωρητικότητας των ΑΠΕ.

Ακόμη, η λειτουργία του συστήματος μπορεί να μελετηθεί με την οικονομική προσομοίωση του λογισμικού, στη σύζευξη των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και της εξισορρόπησης μέσω στρατηγικών V2G.

Η μελέτη μπορεί να επεκταθεί με τη χρήση επιπρόσθετων λογισμικών, επιτρέποντας την αξιολόγηση των δυναμικών χαρακτηριστικών ενός ΣΗΕ, όπως η ευστάθεια του συστήματος, προκειμένου να εξεταστεί η εφαρμοστικότητα αυτής της διείσδυσης σε βάθος. Με αυτόν τον τρόπο, επιτυγχάνεται περαιτέρω ανάλυση του συστήματος, πέρα από την τρέχουσα προσέγγιση που επικεντρώνεται στην κάλυψη του φορτίου και την εξισορρόπηση μέσω του μηδενισμού της κρίσιμης πλεονάζουσας παραγωγής ενέργειας.

Τέλος, ενδείκνυται η προσομοίωση όλων των προαναφερθέντων σεναρίων για το ΣΗΕ του 2050, το οποίο αποτελεί έτος ορόσημο για το ΕΣΕΚ και την ΕΕ, με στόχο τις μηδενικές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Στο πλαίσιο αυτό, η μαζική διείσδυση ηλεκτρικών οχημάτων αναμένεται να διαδραματίσει καθοριστικό ρόλο στη μετάβαση σε μια κλιματικά ουδέτερη οικονομία.

Βιβλιογραφία

- [1] "EEA greenhouse gases — data viewer," EEA, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/maps-and-charts/greenhouse-gases-viewer-data-viewers>
- [2] "Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα – Αναθεωρημένη Έκδοση." Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, Αύγουστος 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <http://www.opengov.gr/minenv/wp-content/uploads/2024/08>
- [3] S. Ediz, "Evaluation of the Impacts of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Electricity Load Curve for İstanbul," M.S. thesis, Dept. Industrial and Systems Engineering, Istanbul Sehir University, Istanbul, Turkey, 2014. [Online]. Available: <https://core.ac.uk/download/195574368.pdf>
- [4] S. G. Mitrakoudis, M. C. Alexiadis, "Modelling Electric Vehicle Charge Demand: Implementation for the Greek Power System," *World Electricity Vehicle Journal*, vol. 13, no. 7, pp. 115-131, 2022, doi: [10.3390/wevj13070115](https://doi.org/10.3390/wevj13070115).
- [5] B. Bibak, H. Tekiner-Mogulkoc, "The parametric analysis of the electric vehicles and vehicle to grid system's role in flattening the power demand," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 30, 2022, doi: [10.1016/j.segan.2022.100605](https://doi.org/10.1016/j.segan.2022.100605).
- [6] T. H. Chen, R.N. Liao, "Analysis of charging demand of electric vehicles in residential area," in *International Conference on Remote Sensing, Environment and Transportation Engineering (RSETE 2013)*, 2013. doi: [10.2991/rsete.2013.7](https://doi.org/10.2991/rsete.2013.7)
- [7] D. Liu, Z. Li, J. Jiang, X. Cheng and G. Wu, "Electric Vehicle Load Forecast Based on Monte Carlo Algorithm," 2020 IEEE 9th Joint International Information Technology and Artificial Intelligence Conference (ITAIC), Chongqing, China, 2020, pp. 1760-1763, doi: [10.1109/ITAIC49862.2020.9338988](https://doi.org/10.1109/ITAIC49862.2020.9338988)
- [8] J. Cheng and N. Liu, "Electric vehicles charging load prediction based on Monte Carlo method," 2022 2nd International Conference on Electrical Engineering and Control Science (IC2ECS), Nanjing, China, 2022, pp. 846-850, doi: [10.1109/IC2ECS57645.2022.10087919](https://doi.org/10.1109/IC2ECS57645.2022.10087919)

- [9] Ι. Ξ. Αθανάσογλου, "Ανάλυση της Επίδρασης της Βέλτιστης Αμφίδρομης Λειτουργίας (Vehicle-to-Grid, V2G) των Ηλεκτρικών Οχημάτων στα Δίκτυα Ηλεκτρικής Ενέργειας, " Διπλωματική εργασία, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών Και Μηχανικών Υπολογιστών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, Ελλάδα, 2015. [Online]. Διαθέσιμη: [10.26240/heal.ntua.9023](https://heal.ntua.gr/handle/10.26240/heal.ntua.9023).
- [10] P. Nunes, T. Farias, M. C. Brito, "Enabling solar electricity with electric vehicles smart charging," *Energy*, vol. 87, pp. 10-20, 2015, doi:[10.1016/j.energy.2015.04.044](https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.04.044).
- [11] S. Bartha, T. Pusic, R. Anderluh, G. Krajacici, B. Vajda and L. Vlaicu, "Modelling and simulation of the energy demand and large scale integration of the electrical vehicles in “EnergyPLAN” model — Case of Romania," 2017 Electric Vehicles International Conference (EV), Bucharest, Romania, 2017, pp. 1-6, doi: [10.1109/EV.2017.8242103](https://doi.org/10.1109/EV.2017.8242103).
- [12] H. Lund, W. Kempton, "Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G," *Energy Policy*, vol. 36, no. 9, pp. 3578-3587, 2008, doi: [10.1016/j.enpol.2008.06.007](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.06.007).
- [13] P. A. Gunkel, F. J. Faust, K. Skytte and C. Bergaentzle, "The Impact of EV Charging Schemes on the Nordic Energy System," 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM), Ljubljana, Slovenia, 2019, pp. 1-7, doi:[10.1109/EEM.2019.8916569](https://doi.org/10.1109/EEM.2019.8916569).
- [14] "Electric car sales, 2012-2024," IEA, Paris, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/electric-car-sales-2012-2024>
- [15] Χ. Λέκκας, "Βέλτιστη χωροθέτηση εγκαταστάσεων φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων με βάση κριτήρια βιωσιμότητας και ανάλυσης ροής φορτίου", Μεταπτυχιακή Διπλωματική εργασία, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας, Βόλος, Ελλάδα, 2021. [Online]. Διαθέσιμη:<https://ir.lib.uth.gr/xmlui/handle/11615/55384>
- [16] V. J. Reddy, N. P. Hariram, R. Maity, M. F. Ghazali, S. Kumarasamy, "Sustainable Vehicles for Decarbonizing the Transport Sector: A Comparison of Biofuel, Electric, Fuel Cell and Solar-Powered Vehicles," *World Electricity Vehicle Journal*, vol 15, no.3, 2024, pp. 93-140. doi:[10.3390/wevj15030093](https://doi.org/10.3390/wevj15030093)

- [17] Εφημερίδα της Κυβερνήσεως της Ελληνικής Δημοκρατίας, "Προκήρυξη της Δράσης ΚΙΝΟΥΜΑΙ ΗΛΕΚΤΡΙΚΑ - Γ' ΚΥΚΛΟΣ." ΦΕΚ 3076 τεύχος δεύτερο, 03/06/2024.
- [18] "Greece 2023 Energy Policy Review summary," IEA. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.iea.org/reports/greece-2023/executive-summary>
- [19] "Τα κορυφαία EVs στην Ελλάδα για το 2022." getelectric. Ανακτήθηκε: 18 Ιουλίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://getelectric.gr/ta-koryfaia-evs-stin-ellada-gia-to-2022/>
- [20] "Τα κορυφαία ηλεκτρικά αυτοκίνητα στην Ελλάδα το 2023." getelectric. Ανακτήθηκε: 18 Ιουλίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://getelectric.gr/to-koryfaia-ilektrika-aytokinita-stin-ellada-to-2023/>
- [21] "Ηλεκτροκίνηση – Φορτίζω Παντού." Ελλάδα 2.0. Ανακτήθηκε: 18 Ιουλίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://greece20.gov.gr/?projects=ilektrokinisi-fortizo-pantoy>
- [22] "Greece's EV charging points 'to increase to 100,000 by 2030.'" ekathimerini. Ανακτήθηκε: 18 Ιουλίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.ekathimerini.com/economy/>
- [23] "find Charger." nrg. Ανακτήθηκε: 18 Ιουλίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://drive.nrgincharge.gr/findCharger>
- [24] S. Habib, M. Kamran and U. Rashid, "Impact analysis of vehicle-to-grid technology and charging strategies of electric vehicles on distribution networks – A review," *Journal of Power Sources*, vol 277, 2015, pp. 205-214. doi:[10.1016/j.jpowsour.2014.12.020](https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.12.020).
- [25] M. C. Falvo, D. Sbordone, I. S. Bayram and M. Devetsikiotis, "EV charging stations and modes: International standards," 2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, Ischia, Italy, 2014, pp. 1134-1139, doi:[10.1109/SPEEDAM.2014.6872107](https://doi.org/10.1109/SPEEDAM.2014.6872107).
- [26] "Ηλεκτρικά αυτοκίνητα: Η συντήρηση του εξοπλισμού φόρτισης." Electrologos. Ανακτήθηκε: 5 Αυγούστου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://electrologos.gr/12527-2/>
- [27] "Change in distance travelled by car." Odyssee-mure. Ανακτήθηκε: 28 Αυγούστου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.odyssee-mure.eu/publications>

- [28] H. Lund, J. Z. Thellufsen, "EnergyPLAN Documentation Version 15," September 2019. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.energyplan.eu>.
- [29] D. Rovelli, et al, "Quantification of Non-linearities in the Consequential Life Cycle Assessment of the Use Phase of Battery Electric Vehicles," *Frontiers in Sustainability*, vol. 2, 2021. doi: [10.3389/frsus.2021.631268](https://doi.org/10.3389/frsus.2021.631268).
- [30] H. Lund, et al, "EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems," *Smart Energy*, vol. 1, 2021, doi: [10.1016/j.segy.2021.100007](https://doi.org/10.1016/j.segy.2021.100007).
- [31] Ν. Κατσάνι, "Ανάλυση ενεργειακών δικτύων με αυξημένη ενσωμάτωση μονάδων αποθήκευσης", Μεταπτυχιακή Διπλωματική εργασία, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας, Βόλος, Ελλάδα, 2022. [Online]. Διαθέσιμη: <https://ir.lib.uth.gr/xmlui/handle/11615/59203>
- [32] "Power Statistics." ENTSO-E. Ανακτήθηκε: 19 Σεπτεμβρίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.entsoe.eu/data/power-stats/>
- [33] "Μηνιαία Δελτία Ενέργειας." ΑΔΜΗΕ. Ανακτήθηκε: 19 Σεπτεμβρίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.admie.gr/agora/enimerotika-deltia/miniaia-deltia-energeias>
- [34] "Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα." PIR. Ανακτήθηκε: 25 Σεπτεμβρίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.pir.gr/blog/katanalosi-ilektrikis-energeias-stin-ellada/>
- [35] "Greece." IEA. Ανακτήθηκε: 25 Σεπτεμβρίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.iea.org/countries/greece>
- [36] Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας. Α.Π: ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/21959/821. Ανακτήθηκε: 29 Σεπτεμβρίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://ypen.gov.gr/wp-content/uploads>
- [37] "Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2025-2034, Κύριο Τεύχος" ΑΔΜΗΕ, Ελλάδα, Ιανουάριος 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.admie.gr>
- [38] "Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2025-2034, Τεύχος Παρατηρημάτων" ΑΔΜΗΕ, Ελλάδα, Ιανουάριος 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.admie.gr>

- [39] "Μητρώο Οδηγίας IED." Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας. Ανακτήθηκε: 25 Σεπτεμβρίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://ypen.gov.gr/category/mitroo-odigias-ied/>
- [40] "EnergyPLAN Cost Database Version 4.0," EnergyPLAN Modelling Team, 2018. [Online]. Διαθέσιμη: <https://energyplan.eu/useful-resources/cost-database/>
- [41] "Euro Markets: EUAs post lowest settlement price in 6 months as fundamental gloom builds." Carbon Pulse. Ανακτήθηκε: 3 Οκτωβρίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://carbon-pulse.com/328426/>
- [42] "Coal Markets." U.S. Energy Information Administration. Ανακτήθηκε: 3 Οκτωβρίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.eia.gov/coal/markets>
- [43] "OIL Price." Markets Insider. Ανακτήθηκε: 3 Οκτωβρίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://markets.businessinsider.com/commodities/oil-price/euro>
- [44] "Chart of fuel prices in Greece." myLPG. Ανακτήθηκε: 3 Οκτωβρίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.mylpg.eu/stations/greece/prices/>
- [45] "Energy." Bloomberg. Ανακτήθηκε: 3 Οκτωβρίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.bloomberg.com/energy>
- [46] "Μεσοσταθμική Τιμή Αγοράς." ΑΔΜΗΕ. Ανακτήθηκε: 3 Οκτωβρίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.admie.gr/agora/enimerotika-deltia/mesostathmiki-timi-agoras>
- [47] D. Connoly. "Finding and Inputting Data into EnergyPLAN." [Online]. Διαθέσιμη: <https://energyplan.eu/guides-training/fide-guide/>
- [48] "Χρονιά ρεκόρ το 2023 για την καθαρή ενέργεια στην Ελλάδα." ΑΔΜΗΕ. Ανακτήθηκε: 6 Οκτωβρίου, 2024. [Online]. Διαθέσιμη: <https://www.admie.gr/nea/deltia-typoy/>