ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
Διατμηματικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών
«Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας»

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

«ΣΚΟΠΙΜΟΤΗΤΑ ΚΑΙ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΕΣ ΧΗΜΙΚΗΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ»

Του Μεταπτυχιακού Φοιτητή

Απόστολου Β. Αρσενόπουλου

Επιβλέπων

Παντελής Κάπρος, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

**Τμήμα: Ηλεκτρολόγων Μηχανικών &
Μηχανικών Υπολογιστών**

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2017

Στους γονείς μου Βησσαρίωνα και Αρετή
και στον αδερφό μου Κωνσταντίνο

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Στο σημείο αυτό θα ήθελα να ευχαριστήσω όλους όσους συνέβαλαν στην περάτωση της παρούσας διπλωματικής εργασίας και γενικότερα στην ολοκλήρωση των μεταπτυχιακών μου σπουδών στο Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Αρχικά, θα ήθελα να ευχαριστήσω από τα βάθη της καρδιάς μου τους γονείς και τον αδελφό μου, οι οποίοι πίστεψαν σε μένα και συνεισέφεραν τόσο οικονομικά όσο και ψυχολογικά στην ολοκλήρωση του προγράμματος των μεταπτυχιακών μου σπουδών. Ακόμη, θέλω να εκφράσω ένα πολύ μεγάλο ευχαριστώ στον επιβλέποντά μου καθηγητή κ. Κάπρο Παντελή, διότι εκτός από την επίβλεψη της διπλωματικής μου εργασίας, συνέβαλε στη διαμόρφωση ενός φιλικού και εξαιρετικά συνεργάσιμου περιβάλλοντος.

Στο σημείο αυτό θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω θερμά τους διδακτορικούς φοιτητές κ. Τασιό Νικόλαο, κ. Πετρόπουλο Απόστολο, κα. Κανναβού Μαρία και ιδιαίτερα την κα. Ευαγγελοπούλου Σταυρούλα για την πολύ καλή συνεργασία που είχαμε, την πολύτιμη βοήθεια που μου παρείχαν και το χρόνο που διέθεσαν για να με συμβουλεύσουν.

Τέλος, δε θα μπορούσα στις ευχαριστίες να μην αναφέρω τους φίλους μου, με τους οποίους περάσαμε αξέχαστες στιγμές οι οποίες θα με συντροφεύουν για μια ζωή.

Απόστολος Αρσενόπουλος

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ..... 2

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2. ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ..... 3

2.1 Γενικά..... 3

2.2 Είδη αποθήκευσης..... 5

2.2.1 Ηλεκτρομαγνητική αποθήκευση ενέργειας..... 7

2.2.1.1 Υπεραγώγιμα πηνία..... 7

2.2.1.2 Υπερπυκνωτές..... 8

2.2.2 Ηλεκτρομηχανική αποθήκευση ενέργειας..... 9

2.2.2.1 Ταμιευτήρες νερού..... 9

2.2.2.2 Συμπιεσμένος αέρας..... 11

2.2.2.3 Σφόνδυλοι..... 12

2.2.3 Ηλεκτροχημική αποθήκευση ενέργειας..... 13

2.2.3.1 Αποθήκευση υδρογόνου..... 13

2.2.3.2 Μπαταρίες..... 25

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3. ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΤΩΝ ΤΕΧΝΙΚΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΜΕ ΤΗ ΒΟΗΘΕΙΑ ΤΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ GAMS..... 27

3.1 Σύστημα χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης..... 28

3.1.1 Δεδομένα εισόδου (Σενάριο 1-2)..... 28

3.1.2 Αποτελέσματα σεναρίου 1..... 34

3.1.3 Αποτελέσματα σεναρίου 2..... 39

3.2 Σύστημα αποθήκευσης με μπαταρίες..... 44

3.2.1 Δεδομένα εισόδου (Σενάριο 1-2)..... 44

3.2.2 Αποτελέσματα σεναρίου 1..... 51

3.2.3 Αποτελέσματα σεναρίου 2..... 57

3.3 Σύστημα αποθήκευσης με μονάδες Power to Gas (PtG)..... 61

3.3.1 Δεδομένα εισόδου (Σενάριο 1-2-3)..... 61

3.3.2 Αποτελέσματα σεναρίου 1..... 70

3.3.3 Αποτελέσματα σεναρίου 2..... 76

3.3.4 Αποτελέσματα σεναρίου 3..... 82

3.4 Σύστημα αποθήκευσης με αντλίες..... 85

3.4.1 Δεδομένα εισόδου (Σενάριο 1-2)..... 85

3.4.2 Αποτελέσματα σεναρίου 1..... 91

3.4.3 Αποτελέσματα σεναρίου 2..... 96

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ..... 100

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5. ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΗΣ ΕΡΕΥΝΑΣ..... 106

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ..... 109

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ..... 111

Σύνοψη

Στόχος της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι να καταδείξει τη μεγάλη σημασία της παρουσίας αποθηκευτικών μονάδων σε ένα σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ιδιαίτερα σήμερα, σε μια εποχή όπου η περιβαλλοντική επιβάρυνση από τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (CO_2) κυμαίνεται σε πολύ υψηλά επίπεδα, αποτελεί επιτακτική ανάγκη η μείωση της κατανάλωσης των ορυκτών καυσίμων (λιγνίτης, φυσικό αέριο, πετρέλαιο) με ταυτόχρονη ενίσχυση της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Α.Π.Ε.). Η παραγωγή ενέργειας των Α.Π.Ε. όμως, είναι μια διαδικασία εξαιρετικά απρόβλεπτη, κυρίως λόγω της εξάρτησής της από τις καιρικές συνθήκες. Έπρεπε λοιπόν να δημιουργηθούν οι κατάλληλες προϋποθέσεις ώστε, όταν οι Α.Π.Ε. του δικτύου είναι σε θέση να παράγουν ενέργεια, η ενέργεια αυτή να διοχετεύεται στο δίκτυο για την εξυπηρέτηση του ηλεκτρικού του φορτίου και να μην περικόπτεται. Τη λύση στο προαναφερθέν πρόβλημα προσφέρουν οι αποθηκευτικές μονάδες, οι οποίες απορροφούν μέρος της ανανεώσιμης ενέργειας του δικτύου, την αποθηκεύουν είτε ως ηλεκτρική είτε μέσω μετατροπής της σε άλλη μορφή (π.χ. χημική) και την αποθέτουν στο δίκτυο όταν παραστεί κάποια ανάγκη. Στο πλαίσιο αυτό πραγματοποιείται αρχικά μια συνολική επισκόπηση όλων των διαθέσιμων τεχνικών αποθήκευσης που χρησιμοποιούνται σήμερα ανά τον κόσμο. Στη συνέχεια αναλύονται εκτενώς 3 από τις βασικότερες μεθόδους αποθήκευσης, οι μπαταρίες, οι μονάδες Power to Gas και η αντλησιοταμίευση, με σκοπό να καταστούν σαφή τα οφέλη που προσφέρει η παρουσία τους στο δίκτυο. Οι δύο πρώτες ανήκουν στην κατηγορία της χημικής αποθήκευσης, που αναπτύσσεται με ταχύτατους ρυθμούς και αναμένεται να αποτελέσει τη βασική μέθοδο αποθήκευσης στο άμεσο μέλλον, ενώ η αντλησιοταμίευση ανήκει στην κατηγορία της ηλεκτρομηχανικής αποθήκευσης και χρησιμοποιείται ήδη και σήμερα σε μικρή κλίμακα.

Abstract

The aim of this diploma thesis is to demonstrate the great importance of the storage units' presence in an electricity generation system. Particularly today, at a time when the environmental burden of carbon dioxide (CO_2) emissions is very high, it is imperative to reduce the consumption of fossil fuels (lignite, natural gas, oil) while boosting the energy production of the renewable energy sources (RES). The energy production of RES though, is a process extremely unpredictable, mainly due to its dependence on weather conditions. Therefore, the right conditions had to be created so that, when grid's RES are able to generate energy, this energy is supplied to the grid to serve its electrical load and not to be cut off. The solution to the above mentioned problem is provided by the storage units, which absorb part of the renewable energy of the network, store it either as electrical or by transforming it into another form (e.g. chemical) and depositing it to the grid when needed. In this context, an overview of all the available storage techniques currently in use around the world, is made. Three of the most basic storage methods, batteries, Power to Gas and pumping are then extensively analyzed in order to clarify the benefits of their presence in the network. The first two belong to the chemical storage category, which is developing rapidly and is expected to be the main storage method in the near future, while pumping is part of the electromechanical storage category and is already used on a small scale today.

Περίληψη

Ένα σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από συμβατικές μονάδες παραγωγής όπως είναι οι λιγνιτικές, οι πετρελαϊκές και οι μονάδες φυσικού αερίου και από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Α.Π.Ε.) όπως είναι τα φωτοβολταϊκά, τα αιολικά και τα υδροηλεκτρικά. Αυτές οι δύο κατηγορίες μονάδων συνεργάζονται αρμονικά με σκοπό να εξυπηρετήσουν τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας των τελικών καταναλωτών. Η βασική διαφορά τους έγκειται στο γεγονός ότι οι συμβατικές μονάδες παραγωγής έχουν τη δυνατότητα να λειτουργούν καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας, όλο το χρόνο, με ισχύ που διαμορφώνεται ανάλογα με τις απαιτήσεις του δικτύου. Όταν το φορτίο του συστήματος είναι χαμηλό, η ισχύς και κατά συνέπεια η παραγόμενη ενέργεια των θερμικών μονάδων μειώνεται επίσης, ενώ όταν το φορτίο είναι υψηλό, η ισχύς των συμβατικών μονάδων αγγίζει τα μέγιστα επιτρεπτά όριά της. Αντίθετα, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, λόγω της άμεσης εξάρτησής τους από τις καιρικές συνθήκες, δεν είναι σε θέση να παράγουν ενέργεια όποτε τους ζητηθεί. Κατά συνέπεια, εάν το φορτίο του συστήματος κυμαίνεται σε τέτοια επίπεδα ώστε να μπορεί να εξυπηρετηθεί εξ ολοκλήρου από τις συμβατικές μονάδες (ή από τις συμβατικές μονάδες και από ένα τμήμα της παραγωγής των Α.Π.Ε.), τότε η ανανεώσιμη ενέργεια του δικτύου δεν μπορεί να αξιοποιηθεί αποδοτικά και περικόπτεται. Με τον τρόπο αυτό, μειώνεται η διείσδυση των Α.Π.Ε. στο δίκτυο, αυξάνονται οι περικοπές παραγωγής «πράσινης ενέργειας» και ενισχύεται η εξάρτηση του συστήματος από τη διαθεσιμότητα των ορυκτών καυσίμων.

Σε περιπτώσεις όπως αυτή που περιγράφτηκε παραπάνω, η παρουσία των αποθηκευτικών μονάδων στο δίκτυο καθίσταται απολύτως αναγκαία. Το βασικότερο χαρακτηριστικό των αποθηκευτικών μονάδων που γνωρίζουμε μέχρι σήμερα είναι πως απορροφούν στην είσοδό τους ηλεκτρική ενέργεια για να επιτελέσουν μια λειτουργία. Η λειτουργία αυτή μπορεί να είναι η δέσμευση αέρα από το περιβάλλον και η συμπίεσή του, η δημιουργία μαγνητικού πεδίου μεταξύ δύο κατάλληλα τοποθετημένων μαγνητών και πολλά άλλα, τα οποία αναλύονται στην παρούσα εργασία. Για το σκοπό αυτό οι αποθηκευτικές μονάδες διακρίνονται ανάλογα με τη μορφή με την οποία αποθηκεύουν την ηλεκτρική ενέργεια σε ηλεκτρομαγνητικές, ηλεκτρομηχανικές και ηλεκτροχημικές. Σε κάθε περίπτωση όμως, οι λειτουργίες που επιτελούν οι αποθηκευτικές μονάδες του δικτύου αποσκοπούν στην αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας (είτε ως ηλεκτρικής είτε μέσω μετατροπής της σε άλλη μορφή) και στην μετέπειτα τροφοδότηση του δικτύου με την αποθηκευμένη ενέργεια, όταν παραστεί κάποια ανάγκη όπως είναι μια αιχμή φορτίου. Η ηλεκτρική ενέργεια για την τροφοδότηση των αποθηκευτικών μονάδων προέρχεται από τη λειτουργία των Α.Π.Ε. του δικτύου και πιο συγκεκριμένα από τη λειτουργία των αιολικών και των φωτοβολταϊκών. Με άλλα λόγια, όταν τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά του δικτύου παράγουν ενέργεια η οποία δεν μπορεί να αξιοποιηθεί για την τροφοδότηση του ηλεκτρικού φορτίου, τότε η ενέργεια αυτή αποθηκεύεται και χρησιμοποιείται από το δίκτυο όταν παραστεί ανάγκη. Με τον τρόπο αυτό αυξάνεται η διείσδυση των Α.Π.Ε. στο σύστημα, μειώνονται οι περικοπές παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας, οι συμβατικές μονάδες λειτουργούν με σταθερή ισχύ, η οποία δεν συμβαδίζει με τις μεταβολές του φορτίου και μειώνεται σημαντικά η εξάρτηση του συστήματος από τα αποθέματα των ορυκτών καυσίμων.

Στην παρούσα εργασία εξετάζονται 3 συστήματα αποθήκευσης, οι μπαταρίες, οι μονάδες Power to Gas και η αντλησιοταμίευση. Οι μπαταρίες απορροφούν ηλεκτρική ενέργεια και την αποθηκεύουν ως χημική. Όταν οι ανάγκες του δικτύου το απαιτήσουν, η αποθηκευμένη χημική ενέργεια των μπαταριών μετατρέπεται εκ νέου σε ηλεκτρική και χρησιμοποιείται για την εξυπηρέτηση του φορτίου. Οι μονάδες Power to Gas αποτελούνται από έναν ηλεκτρολύτη και έναν μεθανοποιητή. Ο ηλεκτρολύτης απορροφά ηλεκτρική ενέργεια στην είσοδό του, πραγματοποιεί ηλεκτρόλυση του νερού και αποστέλλει το παραγόμενο υδρογόνο στον μεθανοποιητή. Ο μεθανοποιητής συμβάλει στην αντίδραση του υδρογόνου με CO_2 ώστε να παραχθεί στην έξοδό του συνθετικό αέριο. Παρακάτω στην παρούσα εργασία, αναλύονται εκτενώς όλες οι πιθανές τεχνικές ηλεκτρόλυσης και μεθανοποίησης. Συνοπτικά, οι μονάδες PtG απορροφούν ηλεκτρική ενέργεια στην είσοδό τους και παράγουν συνθετικό αέριο στην έξοδό τους. Το συνθετικό αέριο αποτελεί μια μορφή καθαρού μεθανίου, δεν επιβαρύνει το περιβάλλον με εκπομπές CO_2 (όση ποσότητα CO_2 καταναλώνεται κατά τη σύνθεσή του, τόση απελευθερώνεται στο περιβάλλον κατά την καύση του) και χρησιμοποιείται για την εξυπηρέτηση της ζήτησης συνθετικού αερίου των τελικών καταναλωτών αλλά και ως καύσιμο στις υφιστάμενες μονάδες φυσικού αερίου, υποκαθιστώντας το φυσικό αέριο και την όποια περιβαλλοντική επιβάρυνση προκαλεί το τελευταίο. Στην αντλησιοταμίευση οι ηλεκτρικές αντλίες του δικτύου απορροφούν στην είσοδό τους ηλεκτρική ενέργεια με στόχο να μεταφέρουν νερό από κάποιον υδάτινο σχηματισμό (ποτάμι, λίμνη κτλ) σε έναν ταμιευτήρα νερού που βρίσκεται τοποθετημένος αρκετά μέτρα πάνω από τον αρχικό υδάτινο σχηματισμό. Το νερό του ταμιευτήρα χρησιμοποιείται στη συνέχεια ως καύσιμο στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς του δικτύου. Καθένα από τα συστήματα αυτά αναλύεται διεξοδικά, μελετάται η αλληλεπίδρασή τους με το υφιστάμενο δίκτυο, πραγματοποιούνται συγκρίσεις με σκοπό

να εξαχθούν χρήσιμα συμπεράσματα σχετικά με τη λειτουργία τους και παρουσιάζονται τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα του καθενός. Τέλος παρουσιάζονται κάποιες προοπτικές μελλοντικής έρευνας που θα καταστήσουν τις αποθηκευτικές μονάδες αδιάσπαστο κομμάτι των ηλεκτρικών δικτύων παραγωγής ενέργειας.

Summary

An electricity generation system consists of conventional production units such as lignite, oil and natural gas and renewable energy sources (RES) such as photovoltaic, wind and hydroelectric power plants. These two categories of units work together harmoniously to serve the consumers' electricity demand. The main difference between them 2 lies in the fact that conventional production units have the ability to operate throughout the day, all year round, with a power tailored to the requirements of the network. When the system load is low, the power output of the thermal units is also reduced, and when the load is high, the power of conventional units reaches its maximum permissible limits. On the contrary, the renewable energy sources, due to their direct dependence on the weather conditions, are unable to produce energy whenever they are asked. Consequently, if the system load is at a level that can be fully serviced by the conventional plants (or by the conventional units and a part of the production of RES), then the renewable energy of the network cannot be efficiently exploited and is cut off. This fact reduces the penetration of RES in the grid, increases the "green energy" production cuts and the system's dependence on the availability of fossil fuels.

In cases such as the one described above, the presence of storage units in the network becomes absolutely necessary. The most important feature of the storage units that we know so far is that they absorb electricity as input, to perform a function. This function may be the air capture from the environment and its compression, the creation of a magnetic field between two appropriately positioned magnets and many others, which are discussed in this paper. For this purpose, storage units are distinguished according to the form in which they store electricity, in electromagnetic, electromechanical and electrochemical ones. However, in any case, the functions performed by the network storage units are meant to store electricity (either as electrical energy or by transforming it into another form) and then feed the network with the stored energy, when there is a need such as a peak load. The electricity needed for the supply of the storage units comes from the operation of grid's RES and more specifically by the operation of wind production units and photovoltaics. In other words, when the wind units and the photovoltaics in the grid generate energy that cannot be used to the electrical load serve, then this energy is stored and used by the grid when needed. This situation increases the penetration of RES in the system, reduces the renewable energy production cuts, allows the conventional units to operate at steady power, which does not keep pace with the load changes, and also reduces the system's dependence on fossil fuel stocks.

In this paper three storage systems are examined, batteries, Power to Gas (PtG) units and pumping. Batteries absorb electricity and store it as chemical energy. When the network needs it, the stored chemical energy of the batteries is transformed into electricity and used to serve the load. Power to Gas units consist of an electrolyzer and a methanizer. The electrolyzer absorbs electrical energy at its inlet, performs electrolysis of the water and dispenses the hydrogen produced, in the methanizer. The methanizer contributes to the reaction of hydrogen with CO_2 to produce synthetic gas at its outlet. Below, in this paper, all possible electrolysis and methanization techniques are extensively analyzed. To summarize, PtG units absorb electricity at their input and produce synthetic gas at their output. Synthetic gas is a form of pure methane, which does not burden the environment with CO_2 emissions (the amount of CO_2 consumed in its composition, is released to the environment when it is burned) and is used to serve the end consumers' demand for synthetic gas as well as fuel in the existing gas plants, substituting natural gas and any environmental burden caused by the latter. In pumped storage, the electric grid pumps absorb electricity at their input to transfer water from any water formation (river, lake etc) to a water reservoir located several meters above the original water formation. The reservoir's water is then used as a fuel in the hydroelectric power plants of the grid. Each of these systems is analyzed in detail in this work, their interaction with the existing network is studied, comparisons are made in order to draw useful conclusions about their operation and the advantages and disadvantages of each one of them are presented. Finally, some prospects for future research are presented, that will make storage units an indispensable part of power generation grids.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1ο
ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Ως σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ορίζεται το σύνολο του εξοπλισμού με τον οποίο γίνεται η παραγωγή, μεταφορά και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας. Σκοπός του συστήματος αυτού είναι η τροφοδότηση των καταναλωτών του με την ηλεκτρική ενέργεια που απαιτούν αξιόπιστα, ποιοτικά και οικονομικά. Όμως, η μεγάλη ανάπτυξη και διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Α.Π.Ε), με τη διακοπτικότητα που τις χαρακτηρίζει, στο υφιστάμενο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, δημιούργησε μια περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας η οποία όπως αναμενόταν έπρεπε να περικοπεί. Σκοπός της εργασίας αυτής είναι να καταδείξει πως τα διάφορα είδη αποθήκευσης και ειδικότερα η χημική αποθήκευση, είναι σε θέση να άρουν αυτή την ανομοιομορφία του συστήματος και να μειώσουν σημαντικά τις περικοπές παραγωγής ενέργειας των Α.Π.Ε..

Για το σκοπό της εργασίας χρησιμοποιήθηκε το πρόγραμμα μοντελοποίησης GAMS. Πρόκειται για ένα πρόγραμμα μαθηματικού προγραμματισμού, που μεταχειρίζεται μεθόδους βελτιστοποίησης και στο οποίο ο εκάστοτε χρήστης εισάγει και διαμορφώνει κατάλληλα τα δεδομένα του προς λύση προβλήματος. Στην εργασία αυτή η χρήση του προγράμματος GAMS που πραγματοποιείται, περιλαμβάνει τη μοντελοποίηση της λειτουργίας του ελληνικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από το έτος 2005 έως και το έτος 2050. Το κριτήριο αυτής της μοντελοποίησης είναι η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους του συστήματος, στην περίπτωση που το σύστημα δεν διαθέτει μονάδες αποθήκευσης και στις περιπτώσεις που το σύστημα διαθέτει ξεχωριστά ως μονάδες αποθήκευσης μπαταρίες, μονάδες Power to Gas (PtG) και ταμιευτήρες νερού. Πιο συγκεκριμένα:

- Στο Κεφάλαιο 2 δίδεται ο ορισμός της αποθήκευσης, παρουσιάζονται αναλυτικά τα είδη της αποθήκευσης και τα χαρακτηριστικά που διέπουν το εκάστοτε είδος.

- Στο Κεφάλαιο 3 πραγματοποιείται λεπτομερής μελέτη των εξεταζόμενων συστημάτων αποθήκευσης και εξάγονται τα απαραίτητα αποτελέσματα.

- Στο Κεφάλαιο 4 παρουσιάζονται συγκριτικοί πίνακες μεταξύ των εξεταζόμενων συστημάτων αποθήκευσης και εξάγονται χρήσιμα συμπεράσματα.

- Στο Κεφάλαιο 5 παρουσιάζονται οι προοπτικές μελλοντικής έρευνας σχετικά με τα συστήματα αποθήκευσης.

- Στο Κεφάλαιο 6 παρατίθεται η βιβλιογραφία που χρησιμοποιήθηκε για την εκπόνηση της συγκεκριμένης μεταπτυχιακής εργασίας.

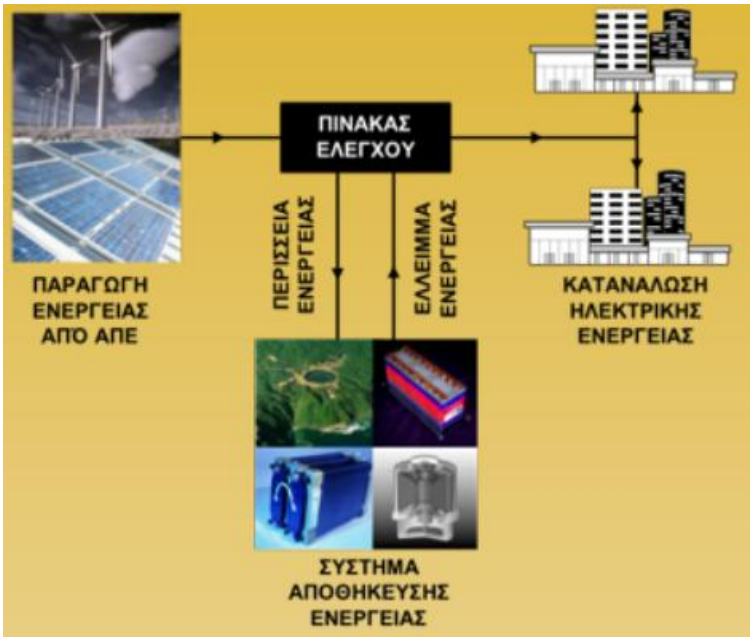
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2ο
ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.1 Γενικά

Ένα ζωτικής σημασίας πρόβλημα που αντιμετωπίζει η ηλεκτρική ενέργεια είναι ότι η αποθήκευσή της καθίσταται δύσκολη και αντιοικονομική. Όπως είναι ευρέως γνωστό, ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (Σ.Η.Ε.) παράγει τόση ενέργεια όση χρειάζεται ώστε να εξυπηρετήσει τη ζήτηση φορτίου σε κάθε δεδομένη χρονική στιγμή. Κατά συνέπεια, όταν το φορτίο του συστήματος κυμαίνεται σε πολύ υψηλά επίπεδα, οι μονάδες παραγωγής είναι αναγκασμένες να παράγουν ενέργεια στο μέγιστο των δυνατοτήτων τους, ενώ όταν το φορτίο είναι χαμηλό, οι μονάδες υποχρεούνται να ελαττώσουν την παραγωγή τους στα απαιτούμενα επίπεδα. Αυτή η αυξομείωση της παραγωγής είναι μια εξαιρετικά απαιτητική και δαπανηρή διαδικασία, μιας και ο εκάστοτε διαχειριστής του συστήματος θέτει κάποιους περιορισμούς ως προς τη μέγιστη επιτρεπτή διακύμανση τάσης, το μέγιστο χρόνο λειτουργίας μιας μονάδας, τον ελάχιστο χρόνο που πρέπει να παραμείνει εκτός λειτουργίας κ.ο.κ και οι οποίοι πρέπει να πληρούνται ανεξαιρέτως.

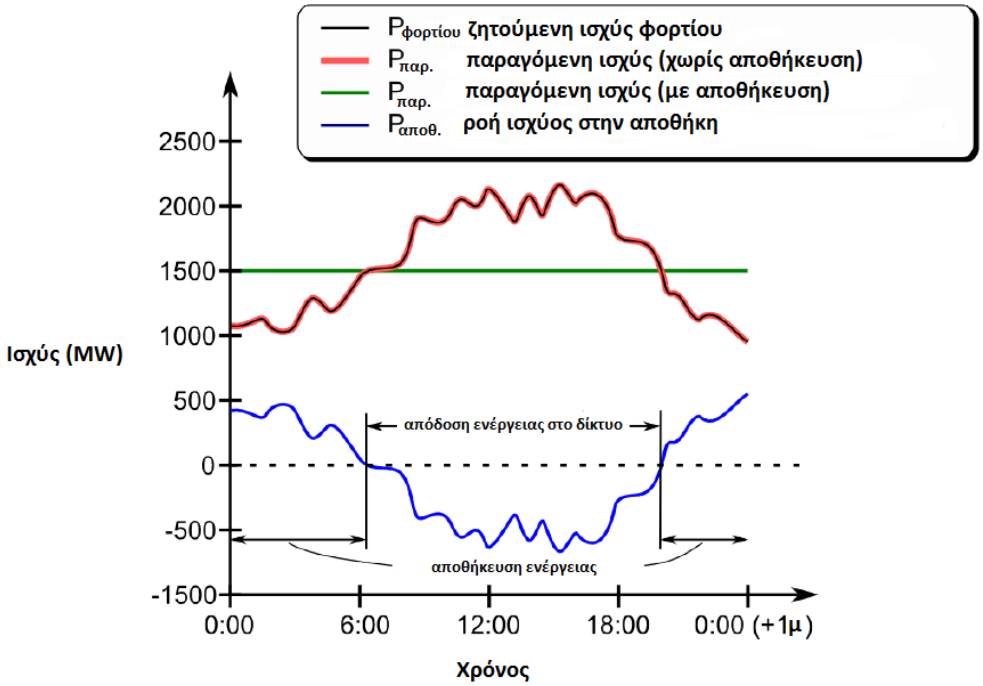
Ένα σημαντικό πλεονέκτημα της ηλεκτρικής ενέργειας όμως, είναι ότι μπορεί να μετατρέπεται αποδοτικά σε κάποια άλλη μορφή η οποία αποθηκεύεται πιο εύκολα. Έτσι υπεισέρχεται η έννοια της αποθήκευσης που προσφέρει αρκετές λύσεις και διεξόδους στα προαναφερθέντα προβλήματα.

Μια μονάδα αποθήκευσης ενέργειας σε ένα οποιοδήποτε σύστημα παραγωγής ενέργειας είναι μια εγκατάσταση, συνήθως υποκείμενη σε ανεξάρτητο έλεγχο, η οποία αποθηκεύει ένα μέρος της ενέργειας που παράγεται από το σύστημα παραγωγής και μπορεί να το διατηρεί και να το αποδίδει όταν είναι απαραίτητο [1]. Πιο συγκεκριμένα, οι μονάδες αποθήκευσης τροφοδοτούνται με την περίσσεια ενέργειας που προέρχεται από τη λειτουργία των φωτοβολταϊκών και των αιολικών του δικτύου και την οποία το δίκτυο δεν είναι σε θέση να απορροφήσει και να εκμεταλλευτεί αποδοτικά.



Εικόνα 2.1 Τρόπος λειτουργίας των συστημάτων αποθήκευσης

Αρχικά, τα συστήματα αποθήκευσης επιτρέπουν στις συμβατικές μονάδες παραγωγής να παράγουν σταθερή και αδιάλειπτη ισχύ καθ' όλη τη διάρκεια της μέρας. Οι αποθήκες ενέργειας τροφοδοτούνται από την περίσσεια ανανεώσιμης ενέργειας του δικτύου, κατά τα διαστήματα όπου το φορτίο του συστήματος κυμαίνεται σε επίπεδα τέτοια ώστε να μπορεί να εξυπηρετηθεί εξ ολοκλήρου από τις συμβατικές μονάδες (ή από το συνδυασμό των συμβατικών μονάδων και ενός τμήματος των Α.Π.Ε.). Η ενέργεια που αποθηκεύεται, επιστρέφεται στο δίκτυο κατά τις ώρες αιχμής.



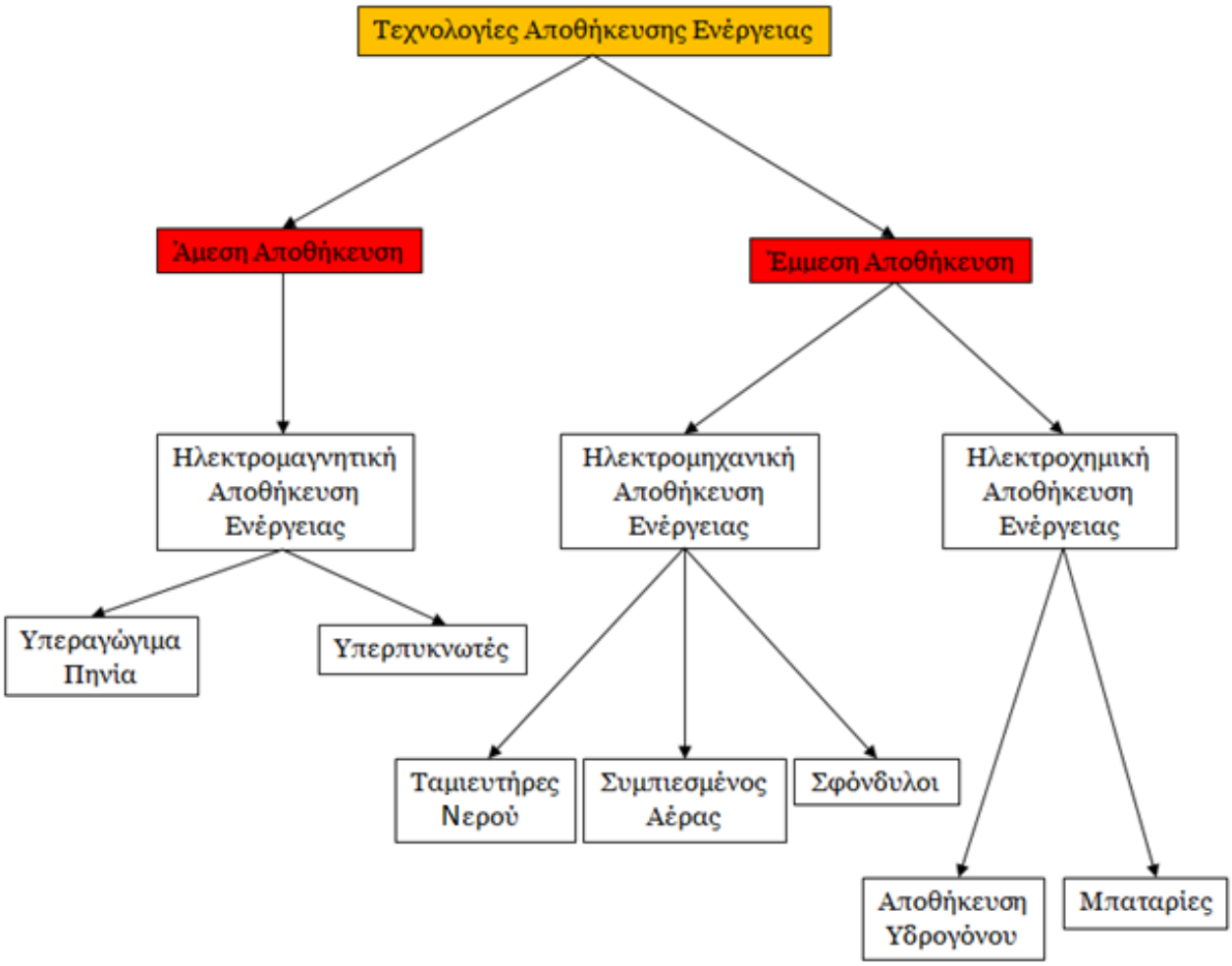
Σχήμα 2.1 Σχηματική απεικόνιση λειτουργίας ενός Σ.Η.Ε. με και χωρίς αποθήκευση

Έπειτα, συνεισφέρουν στην εξοικονόμηση καυσίμου, αφού οι θερμικές μονάδες δεν μεταβάλλουν την παραγωγή τους σε συνάρτηση με το φορτίο, αλλά λειτουργούν μόνιμα στη βέλτιστη γι' αυτές κατάσταση. Η λειτουργία των μονάδων στη βέλτιστη κατάσταση μεταφέρει την παραγωγή ενέργειας από τις περιόδους υψηλής στις περιόδους χαμηλής ζήτησης, μειώνοντας το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Τέλος, σημαντική είναι η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας στην ολοένα αυξανόμενη ένταξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Α.Π.Ε.) στο υφιστάμενο δίκτυο. Η παραγωγή των Α.Π.Ε. χαρακτηρίζεται για την διακοπτικότητά της, λόγω της άμεσης εξάρτησής της από τα καιρικά φαινόμενα (φωτοβολταϊκά-ήλιος, ανεμογεννήτριες-αέρας, υδροηλεκτρικοί σταθμοί-βροχοπτώσεις). Επομένως, όταν οι Α.Π.Ε. είναι σε θέση να παράγουν ενέργεια, το χαμηλό φορτίο του δικτύου και οι ισχύοντες περιορισμοί του συστήματος δεν πρέπει να αποτελούν ανασταλτικούς παράγοντες, αφού η ενέργεια των Α.Π.Ε. μπορεί να αξιοποιηθεί για την τροφοδότηση των μονάδων αποθήκευσης. Αυτό άλλωστε θα προωθήσει την ένταξή των τελευταίων στο σύστημα, θα εξομαλύνει την παραγωγή τους, θα αυξήσει σε μεγάλο βαθμό την «πράσινη ενέργεια» του δικτύου και θα μειώσει της εξάρτηση του συστήματος από τα ορυκτά καύσιμα, προσφέροντάς του μεγαλύτερη αυτονομία.

Παρ' όλα αυτά, υπάρχουν και κάποια μειονεκτήματα που συνδέονται με την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας. Τα μειονεκτήματα αυτά σχετίζονται με το ιδιαίτερα υψηλό κόστος κτήσης και εγκατάστασης ενός συστήματος αποθήκευσης όπως επίσης και με το γεγονός πως πολλές από τις εξεταζόμενες τεχνολογίες δεν είναι ακόμη σε ώριμο στάδιο και κατ' επέκταση δεν υπάρχει η απαραίτητη τεχνογνωσία για την ορθή υλοποίησή τους.

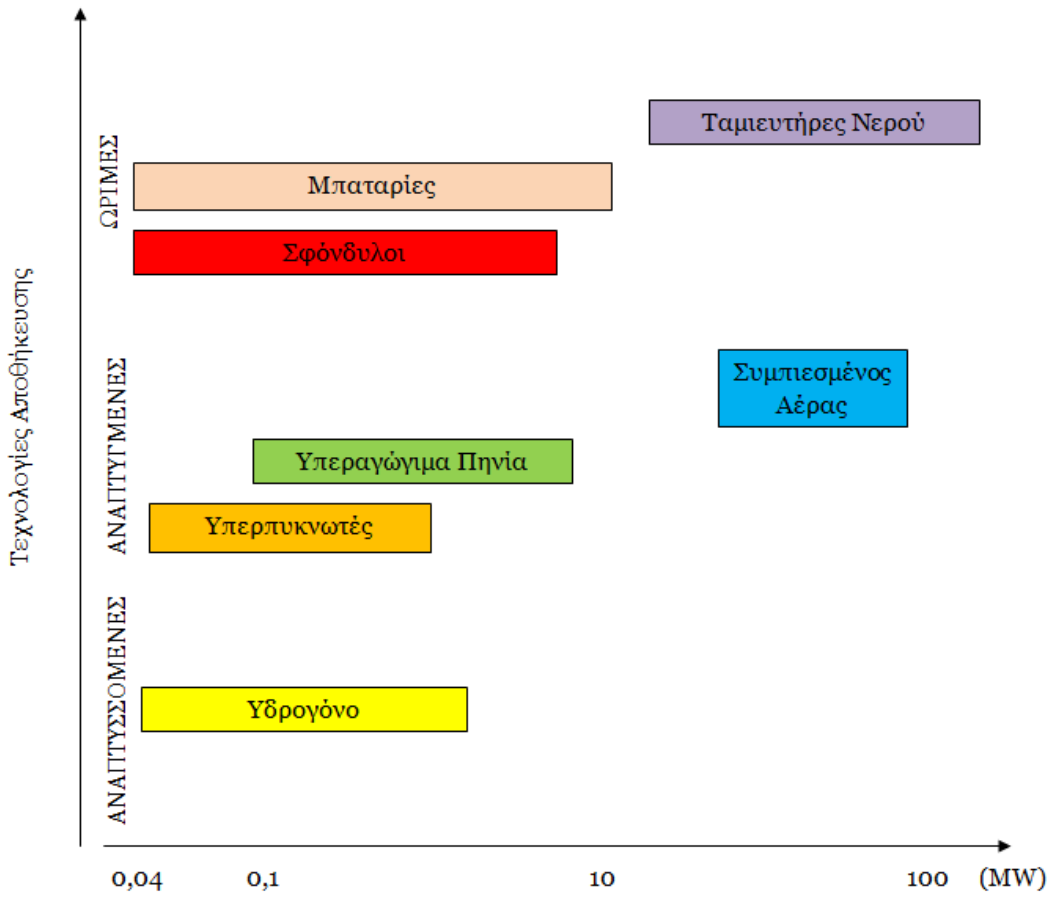
2.2 Είδη αποθήκευσης

Υπάρχουν πολλές προτεινόμενες κατηγοριοποιήσεις των διαφόρων ειδών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με τη λειτουργία τους, το χρόνο ανταπόκρισής τους και το χρονικό διάστημα αποθήκευσης. Μια από τις πιο διαδεδομένες μεθόδους κατηγοριοποίησης βασίζεται στη μορφή ενέργειας που αποθηκεύεται στη μονάδα αποθήκευσης [2] και φαίνεται στο σχήμα 2.2 που ακολουθεί.



Σχήμα 2.2 Κατηγοριοποίηση τεχνολογιών αποθήκευσης

Με τον όρο **άμεση αποθήκευση** εννοούμε την απ' ευθείας αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας ενώ με τον όρο **έμμεση αποθήκευση** εννοούμε τη μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε μια άλλη μορφή (π.χ. κινητική) και την εκ νέου μετατροπή της σε ηλεκτρική όταν αυτό κριθεί απαραίτητο. Από τις παραπάνω τεχνολογίες, κάποιες βρίσκονται σε πρώιμο στάδιο (αποθήκευση υδρογόνου), κάποιες είναι αναπτυγμένες με αρκετά περιθώρια εξέλιξης (υπερπυκνωτές, υπεραγώγιμα πηνία, συμπιεσμένος αέρας) και κάποιες είναι αρκετά ώριμες ώστε χρησιμοποιούνται ακόμη και σήμερα σε μικρή κλίμακα (μπαταρίες, σφόνδυλοι, ταμιευτήρες νερού), όπως φαίνεται και στο σχήμα 2.3.



Σχήμα 2.3 Σχηματική απεικόνιση του σταδίου εξέλιξης των τεχνολογιών αποθήκευσης

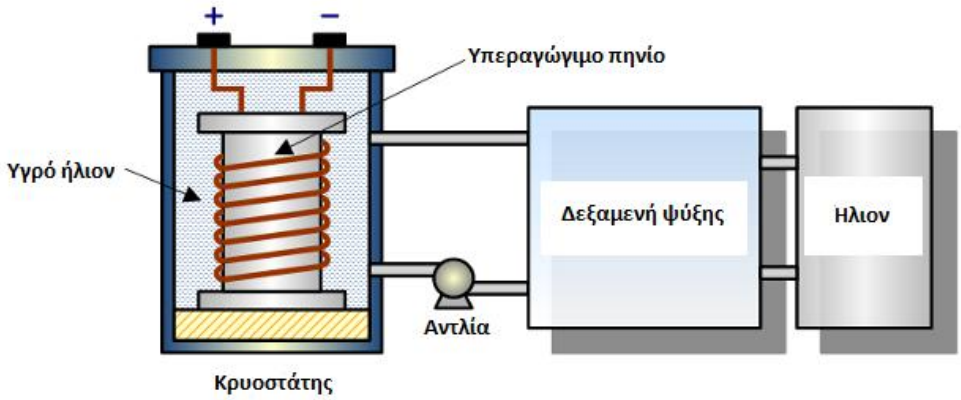
Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα βασικά χαρακτηριστικά της κάθε τεχνολογίας με ιδιαίτερη έμφαση στη χημική αποθήκευση, μιας και πρόκειται για ένα είδος αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας με πολλές προοπτικές ανάπτυξης.

2.2.1 Ηλεκτρομαγνητική αποθήκευση ενέργειας

2.2.1.1 Υπεραγώγιμα πηνία

Η βασική ιδέα ενός συστήματος αποθήκευσης με υπεραγώγιμα πηνία είναι η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας υπό μορφή μαγνητικού πεδίου, το οποίο δημιουργείται από τη ροή συνεχούς ρεύματος σε ένα υπεραγώγιμο πηνίο που έχει ψυχθεί σε θερμοκρασία κάτω από την υπεραγώγιμη κρίσιμη θερμοκρασία του [3]. Τα υπεραγώγιμα πηνία κατασκευάζονται από υπεραγώγιμα υλικά συνήθως κράματα νιοβίου-τιτανίου ή νιοβίου-κασσίτερου και για την ψύξη τους χρησιμοποιούνται δεξαμενές ηλίου. Εάν το πηνίο αποτελούνταν από απλό σύρμα, τότε ένα μεγάλο μέρος της ενέργειας θα χανόταν υπό μορφή θερμικών απωλειών λόγω της ωμικής αντίστασης του σύρματος. Τώρα που το πηνίο αποτελείται εξ ολοκλήρου από υπεραγώγιμο σύρμα, οι απώλειες θερμότητας είναι μηδαμινές και η ενέργεια

αποθηκεύεται μόνιμα μέχρι να ζητηθεί. Οι μεταβολές στο ρεύμα τροφοδοσίας τους πρέπει να πραγματοποιούνται εξαιρετικά αργά για δύο λόγους. Ο πρώτος είναι γιατί τα υπεραγώγιμα πηνία συμπεριφέρονται ως απλά πηνία και μια απότομη μεταβολή στο ρεύμα τροφοδοσίας θα προκαλέσει μια αιχμή τάσης στην άκρη των τυλιγμάτων και ο δεύτερος διότι οι γρήγορες μεταβολές ρεύματος προκαλούν δινορεύματα και επικίνδυνες μηχανικές καταπονήσεις των τυλιγμάτων. Στην εικόνα 2.2 παρουσιάζεται συνοπτικά ο τρόπος λειτουργίας ενός υπεραγώγιμου πηνίου.



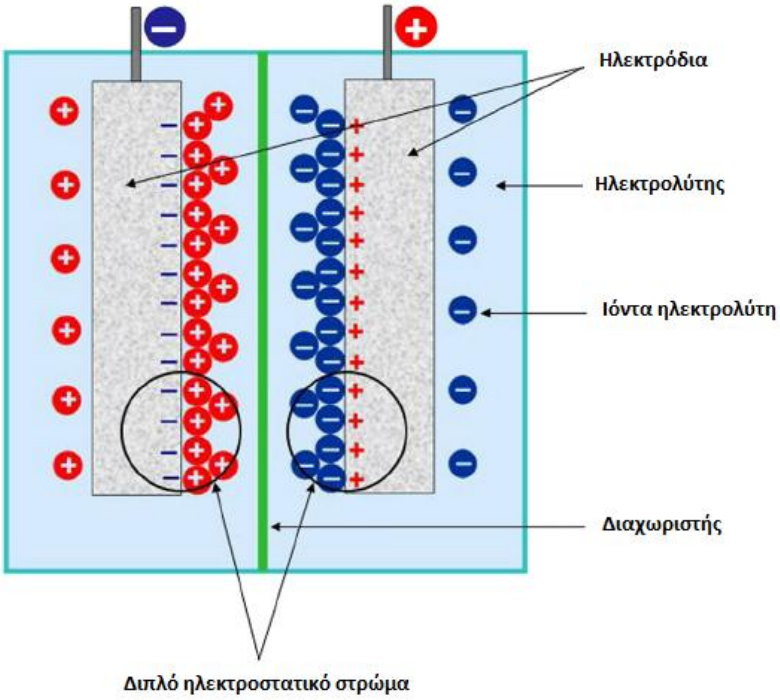
Εικόνα 2.2 Τρόπος λειτουργίας υπεραγώγιμου πηνίου

Το κόστος τους είναι πολύ υψηλό (9400 €/kWh, 6800 €/kW) λόγω της παρουσίας των απαραίτητων διατάξεων ηλεκτρονικών ισχύος που επιβάλλεται να συνοδεύουν την εγκατάσταση των πηνίων [2].

2.2.1.2 Υπερπυκνωτές

Οι υπερπυκνωτές είναι πυκνωτές υψηλής χωρητικότητας που γεφυρώνουν το χάσμα μεταξύ ηλεκτρολυτικών πυκνωτών και μπαταριών. Μπορούν να αποθηκεύσουν από 10 έως 100 φορές περισσότερη ενέργεια ανά μονάδα όγκου ή μάζας από τους ηλεκτρολυτικούς πυκνωτές. Η ενέργειά τους είναι δυνατό να διοχετευτεί από κλάσματα του δευτερολέπτου έως και ένα λεπτό.

Ένας υπερπυκνωτής αποτελείται από δύο αντίθετα φορτισμένα ηλεκτρόδια, έναν διαχωριστή, έναν ηλεκτρολύτη και συλλέκτες ρεύματος. Εξ αιτίας της δομής τους, οι υπερπυκνωτές έχουν τα χαρακτηριστικά τόσο των απλών πυκνωτών όσο και των μπαταριών. Η ενέργεια αποθηκεύεται ηλεκτροστατικά στις επιφάνειες μεταξύ του ηλεκτρολύτη και των δύο ηλεκτροδίων, όταν εφαρμοστεί τάση στα ηλεκτρόδια. Το πιο σημαντικό χαρακτηριστικό των υπερπυκνωτών είναι ο μεγάλος αριθμός κύκλων φόρτισής τους (πάνω από 10^5 κύκλους), η υψηλή απόδοσή τους (84-97%), το μεγάλο ποσοστό αυτοεκφόρτισής τους (5-40% ανά ημέρα) και το υψηλό κόστος εγκατάστασής τους (5600 €/kWh).

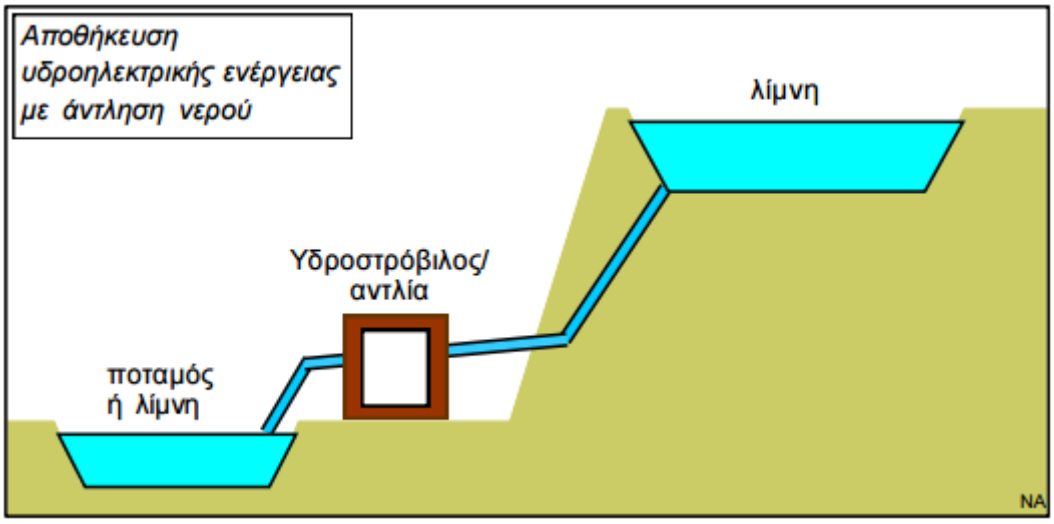


Εικόνα 2.3 Σχηματική αναπαράσταση ενός τυπικού υπερπυκνωτή

Οι υπερπυκνωτές αξιοποιούνται για βραχυπρόθεσμες (εκκίνηση οχημάτων) και όχι για μακροχρόνιες ή μεγάλης κλίμακας εφαρμογές ενώ είναι κατάλληλοι και για την εξυπηρέτηση των γρήγορων και απότομων μεταβολών των φορτίων παρά το γεγονός πως ως τεχνολογία αποθήκευσης βρίσκονται ακόμα σε μέτρια στάδια ανάπτυξης.

2.2.2 Ηλεκτρομηχανική αποθήκευση ενέργειας

2.2.2.1 Ταμιευτήρες νερού (αντλησιοταμίευση)



Εικόνα 2.4 Σχηματική απεικόνιση του τρόπου λειτουργίας της αντλησιοταμίευσης

Για την υλοποίηση της ανλησιοταμίευσης απαιτούνται:

- Ένας ή περισσότεροι υδροστρόβιλοι
- Ένας υδάτινος σχηματισμός (π.χ. ποταμός, λίμνη)
- Μια αντλία που λειτουργεί με ηλεκτρικό ρεύμα
- Μια δεξαμενή (ταμιευτήρας) τοποθετημένη σε ύψος μεγαλύτερο από το ύψος στο οποίο βρίσκεται ο υδάτινος σχηματισμός

Η γενική ιδέα της αντλησιοταμίευσης είναι η εξής: όταν υπάρχει διαθέσιμο νερό στον ταμιευτήρα, αυτό πέφτει με τη βοήθεια σωληνώσεων στον υδροστρόβιλο, ο οποίος παράγει την απαιτούμενη ισχύ για την εξυπηρέτηση του φορτίου του συστήματος. Στη συνέχεια το χρησιμοποιημένο νερό καταλήγει πίσω στον υδάτινο σχηματισμό. Στην περίπτωση που το νερό του ταμιευτήρα εξαντληθεί, ο υδροστρόβιλος τίθεται εκτός λειτουργίας μέχρις ότου οι καιρικές συνθήκες επιτρέψουν στον ταμιευτήρα να γεμίσει εκ νέου με νερό. Το πρόβλημα αυτό λύνεται με την παρουσία των αντλιών στο σύστημα. Όταν η παραγωγή ενέργειας από τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά του συστήματος είναι πολύ υψηλή, ένα μέρος της ενέργειας αυτής χρησιμοποιείται για την εξυπηρέτηση του φορτίου του δικτύου και η υπόλοιπη (η οποία σε σύστημα χωρίς αντλησιοταμίευση θα περικοπτόταν) αξιοποιείται ως είσοδος στην ηλεκτρική αντλία. Η αντλία με τη σειρά της θα μεταφέρει μια ποσότητα νερού που περιέχεται στον υδάτινο σχηματισμό, στον ταμιευτήρα. Το νερό αυτό θα χρησιμοποιηθεί από τον υδροστρόβιλο προς παραγωγή ενέργειας κατά τις ώρες αιχμής, όπου η τιμή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τις συμβατικές μονάδες είναι ιδιαιτέρως υψηλή.

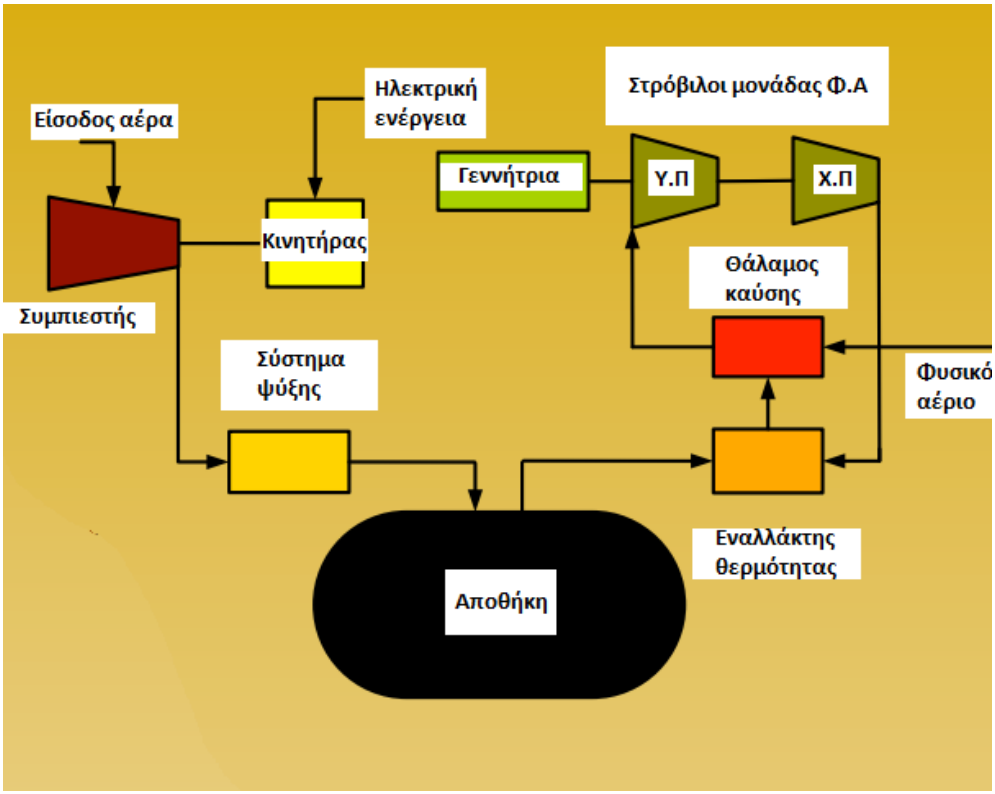
Εικόνα 2.5 Φωτογραφία του ανώτερου ταμιευτήρα του σταθμού αντλησιοταμίευσης στο Goldisthal της Γερμανίας που βρίσκεται σε υψόμετρο 880 m. Κατασκευάστηκε μεταξύ 1997 και 2004 και έχει ισχύ 1060 MW.

Ο βαθμός απόδοσης ενός τέτοιου συστήματος είναι περίπου 50% εξ αιτίας των απωλειών κατά την άντληση και υδατόπτωση του νερού. Η διάρκεια ζωής του αγγίζει τα 20 χρόνια και απαιτεί μόλις 30 sec για να φτάσει στο μέγιστο της ισχύος του [4].

Παρ' όλο που η αντλησιοταμίευση παρέχει υψηλή χωρητικότητα ενέργειας σε μικρό κόστος (10% του κόστους ενός υδροηλεκτρικού σταθμού), δεν χρησιμοποιείται όσο θα ήταν αναμενόμενο. Ο λόγος είναι αφενός η εξειδικευμένη περιοχή που απαιτείται για την εγκατάσταση ενός τέτοιου συστήματος και αφετέρου ο χρόνος που χρειάζεται για να πραγματοποιηθεί η διαδικασία και να απελευθερωθεί η αποθηκευμένη ενέργεια. Για το λόγο αυτό, η αντλησιοταμίευση εφαρμόζεται ως επί το πλείστον σε εγκαταστάσεις ενέργειας μεγάλης κλίμακας.

2.2.2.2 Συμπιεσμένος αέρας (Compressed Air Energy System)

Η βασική ιδέα της εν λόγω μεθόδου είναι ότι ο αέρας μπορεί να συμπιεστεί σε πιέσεις έως 75 bar με τη βοήθεια συμπιεστή και να αποθηκευτεί σε υπόγειους θύλακες. Όταν θεωρηθεί απαραίτητο (αιχμή ζήτησης), ποσότητες συμπιεσμένου αέρα αποδεσμεύονται από τους υπόγειους θύλακες και στη συνέχεια θερμαίνονται και εκτονώνονται σε ένα στρόβιλο φυσικού αερίου συνδεδεμένο με μια γεννήτρια, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η ισχύς αυτών των συστημάτων ενεργειακής αποθήκευσης μπορεί να ξεκινά από 50 MW και να ξεπερνά τα 300 MW ενώ ο βαθμός απόδοσής τους κυμαίνεται στα επίπεδα του 70%.



Σχήμα 2.4 Σχηματική απεικόνιση του τρόπου λειτουργίας ενός συστήματος αποθήκευσης ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα

Τα συστήματα CAES βρίσκουν εφαρμογή σε μεγάλης κλίμακας έργα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Μέχρι στιγμής η χρήση τους περιορίζεται σε ορισμένα μεγάλα έργα παγκοσμίως (Huntorf/Germany 290 MW, Alabama/USA 110 MW) λόγω της απαίτησής τους για ευνοϊκή εδαφική μορφολογία (εγκαταλειμμένα ορυχεία, μη διαπερατοί υπόγειοι σχηματισμοί) προκειμένου να πραγματοποιηθεί η ταμίευση του αέρα. Είναι βέβαια δυνατή η κατασκευή αεροστεγούς ταμιευτήρα, ωστόσο το έργο αυτό εκτοξεύει τη δαπάνη και καθιστά την τεχνολογία αυτή μη ελκυστική λύση. Τέλος αξίζει να σημειωθεί, πως το σύστημα αποθήκευσης με συμπιεσμένο αέρα χαρακτηρίζεται από την γρήγορη εκκίνησή του, αφού σε φυσιολογικές συνθήκες απαιτούνται περίπου 12 min ενώ σε περιπτώσεις έκτακτης ανάγκης η μονάδα ανταποκρίνεται εντός 10 min, χρόνοι εντυπωσιακοί αν αναλογιστούμε πως μια συμβατική μονάδα απαιτεί 20-30 min [5].

2.2.2.3 Σφόνδυλοι

Ο σφόνδυλος είναι περιστρεφόμενος συμπαγής δίσκος αποθήκευσης κινητικής ενέργειας, προσαρμοσμένος σε έναν άξονα περιστροφής. Στο άλλο άκρο του άξονα είναι συνδεδεμένη μια ηλεκτρική μηχανή η οποία λειτουργεί άλλοτε ως κινητήρας και άλλοτε ως γεννήτρια, ανάλογα με την κατάσταση (φόρτιση/εκφόρτιση) που επικρατεί στο σύστημα μια δεδομένη χρονική στιγμή.

Εικόνα 2.6 Σφόνδυλος αποθήκευσης ενέργειας

Όταν η παραγωγή ενέργειας από τις Α.Π.Ε. (αιολικά και φωτοβολταϊκά) του συστήματος κυμαίνεται σε υψηλά επίπεδα, ένα μέρος της ανανεώσιμης ενέργειας που δεν μπορεί να απορροφηθεί από το δίκτυο, χρησιμοποιείται ως είσοδος στη μηχανή που λειτουργεί σαν κινητήρας περιστρέφοντας τον άξονα και κατά συνέπεια τον

σφόνδυλο που είναι συνδεδεμένος με αυτόν. Στη φάση αυτή ο σφόνδυλος αποθηκεύει ενέργεια, το ποσό της οποίας εξαρτάται από τη ροπή αδράνειας και την ταχύτητα περιστροφής του κινητήρα. Όσο πιο γρήγορα περιστρέφεται ο κινητήρας, τόση περισσότερη ενέργεια αποθηκεύει ο σφόνδυλος. Η αποθηκευμένη ενέργεια ανακτάται με την επιβράδυνση του σφονδύλου (μέσω επιβραδυνόμενης στρεπτικής ροπής), ο οποίος επιστρέφει την κινητική ενέργεια στη μηχανή που λειτουργεί πλέον ως γεννήτρια παράγοντας ηλεκτρισμό σε συμφωνία με τη ζήτηση.

Οι σφόνδυλοι εμφανίζονται σε εφαρμογές ισχύος από 40 kW μέχρι 10 MW. Οι ταχύτητες περιστροφής τους είναι εξαιρετικά υψηλές (20.000-100.000 rpm) ενώ το όλο σύστημα τοποθετείται και σε θάλαμο κενού για την ελαχιστοποίηση των τριβών και την επίτευξη ακόμα μεγαλύτερων ταχυτήτων. Ο χρόνος εκφόρτισης των διατάξεων αυτών κυμαίνεται μεταξύ λίγων sec μέχρι 15-30 λεπτά, βοηθώντας έτσι περισσότερο σε εφαρμογές ισχύος (εφεδρεία) παρά ενέργειας. Αντίθετα από τις μπαταρίες, οι σφόνδυλοι δεν έχουν μεγάλη εξάρτηση από τη θερμοκρασία και η απόδοσή τους αγγίζει το 80-90%. Κυρίαρχο περιορισμό αποτελεί η αντοχή του υλικού κατασκευής του δίσκου καθώς όσο πιο ανθεκτικός είναι ο δίσκος, τόσο πιο γρήγορα μπορεί να περιστραφεί και τόση περισσότερη ενέργεια μπορεί να αποθηκεύσει, ενώ όταν ξεπεράσουμε το όριο θραύσης, ο σφόνδυλος θα συντριβεί απελευθερώνοντας άμεσα όλη την αποθηκευμένη ενέργεια. Τέλος, ο χρόνος ζωής τους φτάνει τα 15-20 χρόνια και το κόστος εγκατάστασης και συντήρησής τους είναι πολύ μικρό (280 €/kW) [6].

2.2.3 Ηλεκτροχημική αποθήκευση ενέργειας

2.2.3.1 Αποθήκευση υδρογόνου

Το υδρογόνο αποτελεί το 90% της συνολικής μάζας του σύμπαντος και είναι το ελαφρύτερο στοιχείο που υπάρχει στη φύση. Είναι το πρώτο καύσιμο που δεν βασίζεται καθόλου στον άνθρακα και μπορεί να προσφέρει πολύ μεγαλύτερα ποσά ενέργειας από τα αντίστοιχα ποσά των διαφόρων ορυκτών καυσίμων. Στη συνέχεια αναφέρουμε συνοπτικά τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα που παρουσιάζει το υδρογόνο σαν μέσο παραγωγής ενέργειας, έναντι των συμβατικών ορυκτών καυσίμων που χρησιμοποιούνται σήμερα για το σκοπό αυτό:

<u>Πλεονεκτήματα</u>

- Αφθονία στη φύση
- Υψηλό ενεργειακό περιεχόμενο
- Ποικιλία μεθόδων παραγωγής
- Λιγότερο εύφλεκτο από βενζίνη και πετρέλαιο
- Υψηλός λόγος ενέργειας/βάρους
- Μηδαμινοί ρύποι κατά την καύση του

Μειονεκτήματα

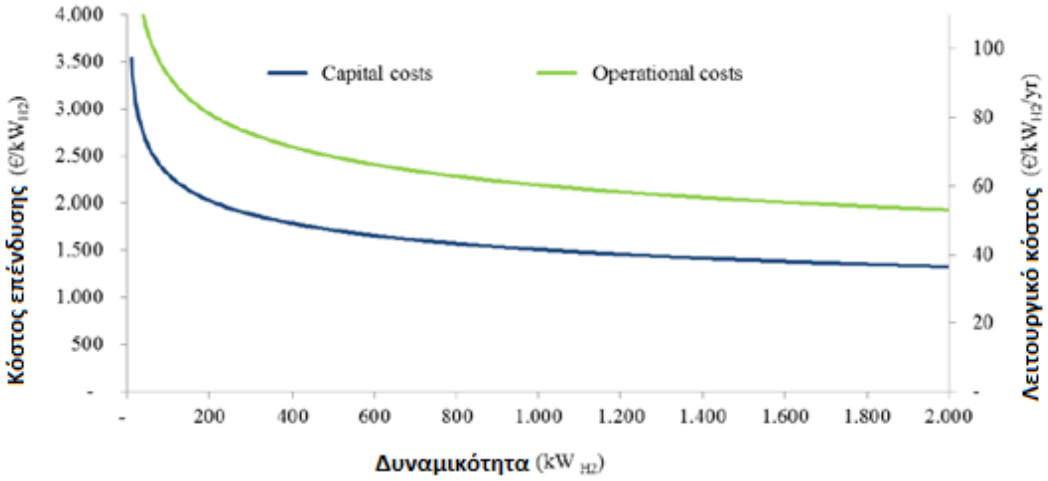
- Άχρωμο και άοσμο
- Δυσκολία υγροποίησης
- Δυσκολία αποθήκευσης
- Υψηλή τιμή σε σχέση με τη βενζίνη
- Ακριβή τεχνολογία
- Έλλειψη άρτιου δικτύου διανομής

Περνώντας σε πιο τεχνικά ζητήματα, η κυριότερη τεχνολογία με την οποία παράγεται υδρογόνο είναι η ηλεκτρόλυση (επίσης πυρόλυση/αεριοποίηση βιομάζας, επεξεργασία φυσικού αερίου) του νερού (αλκαλική, με μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων, στερεού οξειδίου), κατά την οποία το νερό διασπάται στα βασικά στοιχεία που το αποτελούν, υδρογόνο και οξυγόνο.

Μια από τις βασικότερες μεθόδους ηλεκτρόλυσης του νερού είναι η **αλκαλική ηλεκτρόλυση**. Η αλκαλική ηλεκτρόλυση χρησιμοποιείται ευρέως εξ αιτίας της ωριμότητάς της και του σχετικά χαμηλού κόστους της. Η άνοδος και η κάθοδος στα συστήματα αυτά είναι συνήθως κατασκευασμένες από επινικελωμένο ατσάλι και ατσάλι αντίστοιχα. Ο ηλεκτρολύτης αποτελείται από υγρό που έχει ως βάση ένα εξαιρετικά καυστικό KOH. Σύμφωνα με την πλειονότητα της διαθέσιμης βιβλιογραφίας η αλκαλική ηλεκτρόλυση δεν μπορεί να προσφέρει στο σύστημα την απαραίτητη ευελιξία, διότι ο χρόνος εκκίνησής της είναι κάποια λεπτά και κατά συνέπεια δεν μπορεί να επανέλθει γρήγορα σε λειτουργία έπειτα από μια κατάσταση ψυχρής εκκίνησης. Σήμερα, με τη μεγάλη ένταξη των διακοπτόμενων πηγών παροχής ενέργειας στο σύστημα, η απαίτηση για ευελιξία έρχεται και πάλι στο προσκήνιο. Οι αλκαλικοί ηλεκτρολύτες είναι πλέον αρκετά ευέλικτοι και μπορούν να αυξήσουν το φορτίο τους από 5-100% μέσα σε μερικά δευτερόλεπτα. Ακόμα και τα προβλήματα με την ψυχρή εφεδρεία μπορούν να επιλυθούν αρκετά εύκολα, αφού σύμφωνα πάντα με τους κατασκευαστές, ο χρόνος επανάκαμψης μετά από ψυχρή εκκίνηση εξαρτάται κυρίως από την επιθυμητή καθαρότητα του παραγόμενου υδρογόνου και φτάνει κατά μέγιστο τα 10 min. Τα χαρακτηριστικά της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης φαίνονται στον πίνακα 2.1 που ακολουθεί. Στο σχήμα 2.5 παρουσιάζεται η διακύμανση του κόστους εγκατάστασης και του λειτουργικού κόστους ενός αλκαλικού ηλεκτρολύτη συναρτήσει της επιθυμητής ισχύος εξόδου του.

Χαρακτηριστικό	Μονάδα	2011		2015		2020	
		Από	Έως	Από	Έως	Από	Έως
Πίεση εξόδου	bar	<30		60		60	
Πυκνότητα ισχύος	kA/m²	2	4	<6		<8	
Απόδοση	%	62	82	67	82	67	82
Ωριμότητα	-	Εμπορικό					
Κατανάλωση ενέργειας	kWh/Nm³ H_2	4,2	5,9	4,2	5,5	4,2	5,2
Παραγωγή H_2	Nm³/hr	760		1000		1500	
Δυναμικότητα	kW_e	3800		5000		7000	
Χρόνος ζωής	hours	90000		90000		90000	
Χρόνος απόκρισης	min	5					

Πίνακας 2.1 Χαρακτηριστικά αλκαλικής ηλεκτρόλυσης

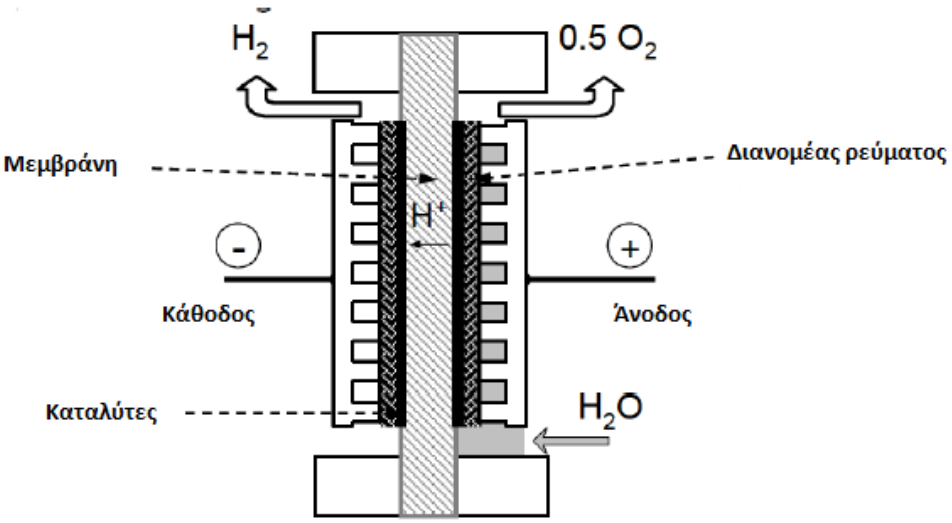


Σχήμα 2.5 Κόστη αλκαλικής ηλεκτρόλυσης συναρτήσει της ισχύος εξόδου του ηλεκτρολύτη

Συνοψίζοντας, τα πλεονεκτήματα της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης είναι η ωριμότητα, η μεγάλη ευελιξία και η αντοχή της. Αντίθετα, τα μειονεκτήματά της είναι η χρήση ενός πολύ καυστικού ηλεκτρολύτη και η αδυναμία της να παράγει υδρογόνο σε υψηλές πιέσεις. Αυξάνοντας την πίεση λειτουργίας ή τη θερμοκρασία της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης, τα μόρια του νερού διαχωρίζονται κάτω από μικρότερα ρεύματα εισόδου (αύξηση απόδοσης). Παρ' όλα αυτά, η αύξηση αυτή ωφελεί τη συνολική απόδοση μόνο εάν η απορριπτόμενη θερμότητα μπορεί να χρησιμοποιηθεί περαιτέρω [7].

Η πιο κατάλληλη εναλλακτική της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης είναι η ηλεκτρόλυση με **μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων (Proton Exchange Membrane)**. Η ηλεκτρόλυση PEM, όπως άλλωστε δηλώνει και το όνομά της, πραγματοποιείται βασισμένη σε έναν ηλεκτρολύτη που επιτρέπει την αγωγή πρωτονίων. Η κυψέλη αυτή αποτελείται από μια άνοδο (παραγωγή οξυγόνου), μια κάθοδο (παραγωγή υδρογόνου) και μια μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων ανάμεσά τους, με την οποία διαχωρίζονται τα δύο αέρια συστατικά. Η ηλεκτρόλυση PEM χρησιμοποιείται ολοένα και περισσότερο

στην τεχνολογία των κυψελών καυσίμου, στην οποία λαμβάνει χώρα η ακριβώς αντίστροφη διαδικασία από αυτή της ηλεκτρόλυσης. Μια τυπική κυψέλη PEM παρουσιάζεται στην εικόνα 2.7.

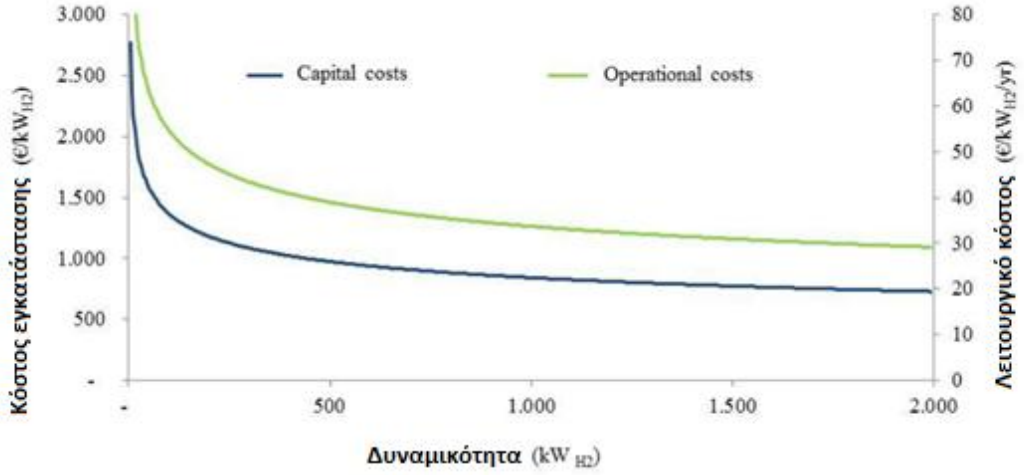


Εικόνα 2.7 Τυπική κυψέλη PEM ηλεκτρόλυσης

Η ηλεκτρόλυση PEM βρίσκεται σήμερα σε στάδιο έρευνας και ανάπτυξης και είναι εμπορικά διαθέσιμη μόνο για εφαρμογές μικρής κλίμακας, της τάξης των 50 kW_e. Εν τούτοις, η τεχνολογία της PEM ηλεκτρόλυσης αναπτύσσεται ραγδαία. Σήμερα το κόστος εγκατάστασης ενός PEM συστήματος κυμαίνεται από 2000-10000 €/kW ενώ τα έξοδα λειτουργίας υπολογίζονται σε 4% του κόστους εγκατάστασης ανά έτος. Πολυάριθμοι κατασκευαστές αναφέρουν πως οι μελλοντικές δυναμικότητες ενός συστήματος PEM θα ανέρχονται στην τάξη των MW και το κόστος επένδυσής τους αναμένεται να γίνει συγκρίσιμο ή ακόμα και μικρότερο από το αντίστοιχο της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης. Τα χαρακτηριστικά της PEM ηλεκτρόλυσης παρατίθενται στον πίνακα 2.2. Στο σχήμα 2.6 παρουσιάζεται η διακύμανση του κόστους εγκατάστασης και του λειτουργικού κόστους ενός ηλεκτρολύτη PEM συναρτήσει της επιθυμητής ισχύος εξόδου του, από το 2020 και έπειτα.

Χαρακτηριστικό	Μονάδα	2011		2015		2020	
		Από	Έως	Από	Έως	Από	Έως
Πίεση εξόδου	bar	<30		60		60	
Πυκνότητα ισχύος	kA/m^2	6	20	10	25	15	30
Απόδοση	%	67	82	74	87	87	93
Ωριμότητα	-	Έρευνα και Ανάπτυξη-Δοκιμαστικό					
Κατανάλωση ενέργειας	kWh/Nm^3 H2	4,5	7,5	4,3	5,5	4,1	4,8
Παραγωγή H_2	Nm^3/hr	30		120		500	
Δυναμικότητα	kW_e	150		500		2000	
Χρόνος ζωής	hours	20000		50000		60000	
Χρόνος απόκρισης	sec	-		10		10	

Πίνακας 2.2 Χαρακτηριστικά PEM ηλεκτρόλυσης



Σχήμα 2.6 Κόστη PEM ηλεκτρόλυσης από το έτος 2020 και έπειτα

Όσον αφορά το κόστος εφαρμογής της τεχνολογίας PEM σε εφαρμογές αυτοκινήτων, αυτό κυμαινόταν στα επίπεδα των 800 €/kW$_{H_2}$ κατά μέγιστο (μ.ο. 500 €/kW$_{H_2}$) το 2010 και αναμένεται να πέσει στα 100 €/kW$_{H_2}$ κατά μέγιστο (μ.ο. 43 €/kW$_{H_2}$) το 2020.

Συνοψίζοντας, μπορούμε να αναφέρουμε τα πλεονεκτήματα της PEM ηλεκτρόλυσης σε σχέση με την αλκαλική ηλεκτρόλυση, όπως τον υψηλότερο βαθμό απόδοσης, τα μεγαλύτερα επίπεδα παραγωγής και την περισσότερο συμπαγή κατασκευή. Στα μειονεκτήματά της συγκαταλέγονται οι αβεβαιότητες σχετικά με το χρόνο ζωής των μονάδων PEM, όπως και το υψηλό κόστος των μεμβρανών και των ηλεκτροδίων [7].

Μια επιπλέον εναλλακτική της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης και της ηλεκτρόλυσης PEM είναι η **ηλεκτρόλυση στερεού οξειδίου (Solid Oxide Electrolysis)**. Η ηλεκτρόλυση SOE διακρίνεται από τις υπόλοιπες τεχνολογίες εξ αιτίας της ικανότητάς της να παράγει αέριο σύνθεσης (H_2 και CO), εάν εξασφαλίσουμε τις απαραίτητες ποσότητες νερού και CO_2 στην είσοδο του ηλεκτρολύτη. Επιπροσθέτως, το εύρος θερμοκρασιών (700-1000 ^{o}C) στο οποίο λειτουργεί η συγκεκριμένη τεχνολογία είναι σημαντικά μεγαλύτερο από αυτό των εναλλακτικών μεθόδων, γεγονός όμως που οδηγεί σε υψηλότερες αποδόσεις (προσεγγίζουν το 100%). Όταν συμπεριληφθούν και οι απαιτήσεις θερμότητας της διάταξης ηλεκτρόλυσης, η συνολική απόδοση μειώνεται στα επίπεδα του 50-90%.

Εικόνα 2.8 Κυψέλη ηλεκτρόλυσης SOE

Τα πρώτα, πολλά υποσχόμενα αποτελέσματα στην παραγωγή H_2 με SOE ηλεκτρόλυση έχουν αναφερθεί ήδη από το 1980 από τον Donitz. Η κύρια μελέτη της SOE ηλεκτρόλυσης εστιάζει στη χρησιμοποίηση της απορριπτόμενης θερμότητας που προέρχεται από τη λειτουργία των πυρηνικών εργοστασίων. Για το λόγο αυτό οι ενεργειακές της απαιτήσεις για παροχή θερμότητας συχνά αμελούνται. Ένα σημαντικό μειονέκτημα της εν λόγω τεχνολογίας ηλεκτρόλυσης, είναι πως έχει αναπτυχθεί για καταστάσεις μόνιμης λειτουργίας και έτσι δεν μπορεί να παρέχει την απαραίτητη ευελιξία στο σύστημα. Τυπικά, μια μονάδα SOE παρουσιάζει χρόνους αντίδρασης της τάξης των 15 λεπτών από κατάσταση αναμονής και της τάξης αρκετών ωρών έπειτα από ψυχρή εκκίνηση.

Αυτή τη στιγμή υπάρχει μόνο ένα ινστιτούτο που ασχολείται με την ανάπτυξη της τεχνολογίας SOE και βρίσκεται στη Δανία (Riso National Library). Για το λόγο αυτό υπάρχουν ελάχιστες διαθέσιμες πληροφορίες, ειδικά όσον αφορά την οικονομική πλευρά της συγκεκριμένης τεχνολογίας. Ο Jensen σε μια αναφορά του το 2008, τόνιζε πως οι κυψέλες SOE θα ενταχθούν στην αγορά στο μακρινό μέλλον με κόστος 280-440 €/kW_e, επομένως στην παρούσα φάση δεν είναι ρεαλιστικό να συζητάμε για τέτοιες εφαρμογές ηλεκτρόλυσης [7].

Η διεργασία της ηλεκτρόλυσης λαμβάνει χώρα σε μια μονάδα που ονομάζεται ηλεκτρολύτης. Οι ηλεκτρολύτες μπορεί να ποικίλουν σε μέγεθος, από μικρούς που είναι κατάλληλοι για μικρής κλίμακας εφαρμογές όπως η διανεμημένη παραγωγή υδρογόνου, μέχρι μεγάλους που χρησιμοποιούνται για κεντρική παραγωγή υδρογόνου και συνδέονται απ' ευθείας με Α.Π.Ε.. Ανάλογα με την εφαρμογή, το κόστος

εγκατάστασής τους κυμαίνεται από 700-4000 €/kW (βλέπε παραπάνω διαγράμματα) με τις προβλέψεις να κάνουν λόγο για μείωση του κόστους αυτού από 30-50% στο εγγύς μέλλον κατά περίπτωση [8].

Όπως και οι κυψέλες καυσίμου, οι ηλεκτρολύτες αποτελούνται από μια άνοδο και μια κάθοδο που διαχωρίζονται από έναν υγρό ηλεκτρολύτη και απαιτούν ηλεκτρική ενέργεια στην είσοδό τους προκειμένου να τεθούν σε λειτουργία. Η απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια για τη σωστή λειτουργία του ηλεκτρολύτη προέρχεται συνήθως από την περίσσεια παραγωγής ενέργειας των φωτοβολταϊκών και των αιολικών μονάδων του δικτύου. Η απόδοσή τους αγγίζει το 80% και η διάρκεια ζωής τους τα 20 χρόνια.

Υπάρχουν 3 πιθανά ενδεχόμενα εκμετάλλευσης του παραγόμενου πράσινου υδρογόνου:

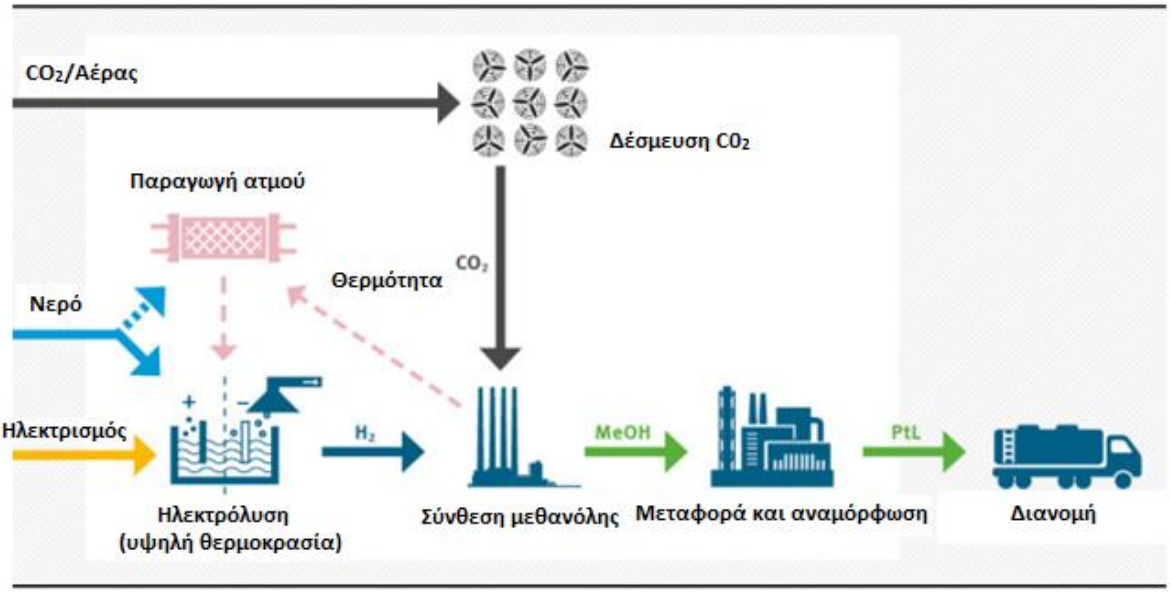
1. Καύσιμο-Διεργασία Power to Liquid (PtL)
2. Μεθανοποίηση προς παραγωγή συνθετικού αερίου (Power to Gas ή PtG)
3. Απευθείας διάθεση στο δίκτυο φυσικού αερίου

Σχετικά με την αξιοποίηση του **υδρογόνου ως καύσιμο**, το παραγόμενο υδρογόνο αρχικά αποθηκεύεται (υγροποιημένο, συμπιεσμένο αέριο) και στη συνέχεια διοχετεύεται μέσω δικτύου για καύση σε στόλους υδρογονοκίνητων αυτοκινήτων ή μετατρέπεται σε συνθετικά καύσιμα.

Η υδρογονοκίνηση αποτελεί μια σχετικά πρόσφατη τεχνολογία υβριδικής κίνησης, η οποία συντελεί στη μείωση της κατανάλωσης καυσίμου, με καθαρότερα παράγωγα για το περιβάλλον. Το υδρογόνο κατευθύνεται προς το θάλαμο καύσης όπου αναμιγνύεται με το καύσιμο του αυτοκινήτου και επιτρέπει την ευκολότερη και γρηγορότερη ανάφλεξη του μίγματος.

Κυρίαρχο μερίδιο στην αγορά των συνθετικών καυσίμων καταλαμβάνει η μεθανόλη. Η μεθανόλη, υπό κανονικές συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας, είναι μια υγρή ένωση και ο χειρισμός της είναι εύκολος διότι δεν απαιτεί υψηλές πιέσεις ώστε να διατηρηθεί στην αρχική της κατάσταση. Η ενεργειακή της πυκνότητα είναι μεγαλύτερη από αυτή του υδρογόνου και οι εκπομπές της προς το περιβάλλον είναι σημαντικά λιγότερες από τις αντίστοιχες του πετρελαίου.

Για την παραγωγή της μεθανόλης χρησιμοποιείται η **διεργασία PtL**, που περιλαμβάνει την αντίδραση του H_2 με CO_2 ή CO. Η διαδικασία παραγωγής μεθανόλης παρουσιάζεται στην εικόνα 2.9 που ακολουθεί:



Εικόνα 2.9 Διαδικασία παραγωγής μεθανόλης

Παρακάτω παρουσιάζεται ο πίνακας 2.3 που απεικονίζει μερικά ενδεικτικά στοιχεία σχετικά με τις διαφορές που προκύπτουν στη διαδικασία PtL από την επιλογή του εκάστοτε είδους ηλεκτρόλυσης:

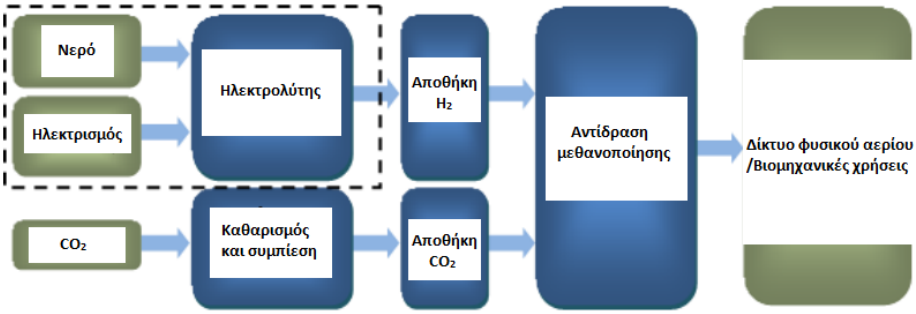
Παραγωγή Μεθανόλης (PtL)					
Χαρακτηριστικό	**Μονάδα**	**Αλκαλική, PEM**		**SOE υψηλής θερμοκρασίας**	
Πηγή CO_2	-	Ατμοσφαιρικός αέρας	Συγκεντρωμένη πηγή	Ατμοσφαιρικός αέρας	Συγκεντρωμένη πηγή
Απαίτηση ηλεκτρισμού	MW	760	594	869	645
Παραγόμενο καύσιμο	MW_{LHV}	319	319	405	405
	tn/h	26,6	26,6	33,8	33,8
	ktn/yr	100	100	127	127
Απόδοση	%	42	54	47	63
Επενδύσεις					
Ηλεκτρολύτες	εκατ. €	140	140	159	159
Αποθήκευση H_2	εκατ. €	3	3	0	0
Παροχή CO_2	εκατ. €	359	45	433	53
Σύνθεση μεθανόλης	εκατ. €	100	100	118	118
Σύνολο	εκατ. €	602	288	710	330

Πίνακας 2.3 Επίδραση του είδους ηλεκτρόλυσης στη διαδικασία PtL

Εάν εφαρμοστεί ηλεκτρόλυση υψηλής θερμοκρασίας, η θερμότητα από την εξώθερμη διαδικασία σχηματισμού της μεθανόλης χρησιμοποιείται για την παραγωγή ατμού. Λόγω της υψηλής θερμοκρασίας, η απαίτηση σε ηλεκτρισμό για την παραγωγή υδρογόνου μειώνεται και έτσι η συνολική απόδοση μετατροπής της ηλεκτρικής ισχύος σε υγρό καύσιμο αυξάνεται σημαντικά [9].

Για την παραγωγή ανανεώσιμου μεθανίου **(διεργασία PtG)**, απαιτείται περαιτέρω επεξεργασία του παραγόμενου από την ηλεκτρόλυση υδρογόνου και ένωσή του με διοξείδιο του άνθρακα σύμφωνα με την αντίδραση Sabatier: $3H_2 + CO_2 \rightarrow CH_4 +$

H_2O + 548kJ. Η αντίδραση αυτή, που ονομάζεται μεθανοποίηση, είναι ιδιαιτέρως εξώθερμη με αποτέλεσμα η διαχείριση της εκλυόμενης θερμότητας να αποτελεί ένα πολύ σημαντικό ζήτημα, παράλληλα με τον σχεδιασμό ενός συστήματος κατάλυσης ικανό να διατηρήσει την ενεργότητά του κατά τη παρατεταμένη έκθεση σε υψηλές θερμοκρασίες. Κατά τη διάρκεια της αντίδρασης αυτής, περίπου 17% της χημικής ενέργειας του υδρογόνου απελευθερώνεται ως θερμότητα, περιορίζοντας έτσι τη μέγιστη απόδοση στο 83%. Στην εικόνα 2.10 παρουσιάζεται σχηματικά η διεργασία PtG.

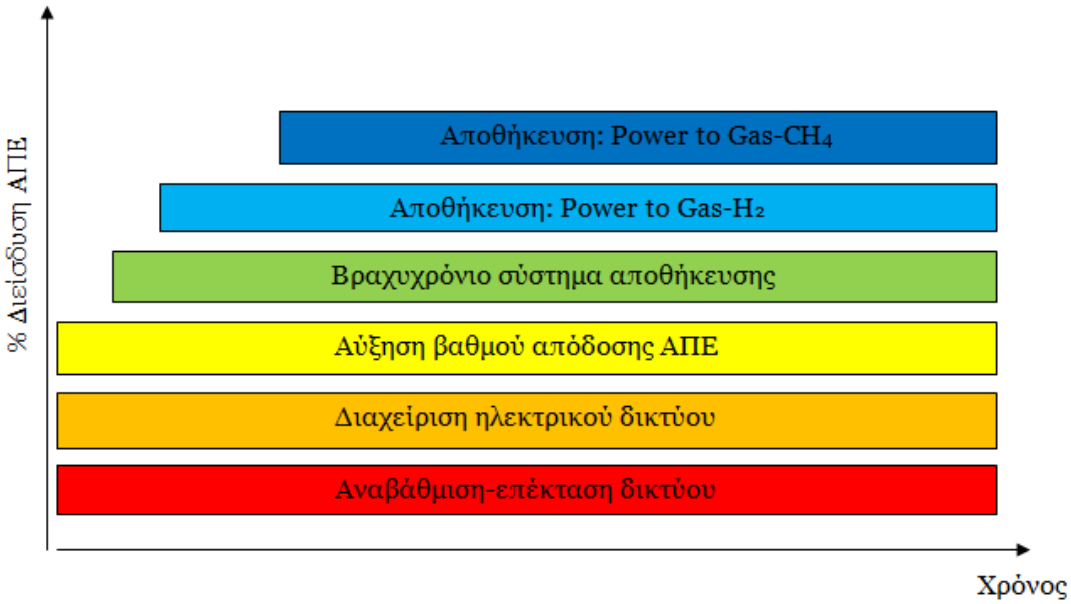


Εικόνα 2.10 Διεργασία Power to Gas

Η μεθανοποίηση διακρίνεται σε δύο μεγάλες κατηγορίες, τη χημική και τη βιολογική. Η χημική μεθανοποίηση συνίσταται στην αντίδραση του υδρογόνου με το διοξείδιο του άνθρακα υπό υψηλές θερμοκρασίες, συνήθως με τη βοήθεια καταλύτη νικελίου ενώ στη βιολογική μεθανοποίηση ένας μικροοργανισμός χρησιμοποιείται ως καταλύτης. Το βασικό χαρακτηριστικό της βιολογικής μεθανοποίησης είναι η απαίτησή της σε υγροποιημένο υδρογόνο, παράγοντας κατασταλτικός στην περαιτέρω ανάπτυξη της εν λόγω διαδικασίας. Τα βασικά χαρακτηριστικά της χημικής και της βιολογικής μεθανοποίησης παρουσιάζονται στον πίνακα 2.4 που έπεται. Στο σχήμα 2.7 παρουσιάζεται η συνεισφορά της διαδικασίας PtG, συγκριτικά με άλλες εναλλακτικές μεθόδους, στην αύξηση της διείσδυσης των Α.Π.Ε. σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.

Παράμετρος	Μονάδα	Χημική Μεθανοποίηση	Βιολογική Μεθανοποίηση
Ισχύς εξόδου αερίου (max)	MW	500	12
Απόδοση	%	70-85	95-100
Θερμοκρασία λειτουργίας	°C	300-400	50
Παραγόμενη θερμότητα αντιδραστήρα	-	Ωφέλιμη	Απορριπτόμενη
Χρόνος αντίδρασης	min	5	0,2
Διάστημα εκτός λειτουργίας	-	Δεν απαιτείται ενέργεια	Απαιτείται ενέργεια για την αποφυγή ψύξης
Διάρκεια ζωής	hours	24000	-
Ωριμότητα	-	Εμπορική	Έρευνα και ανάπτυξη

Πίνακας 2.4 Χαρακτηριστικά χημικής/βιολογικής μεθανοποίησης [7]

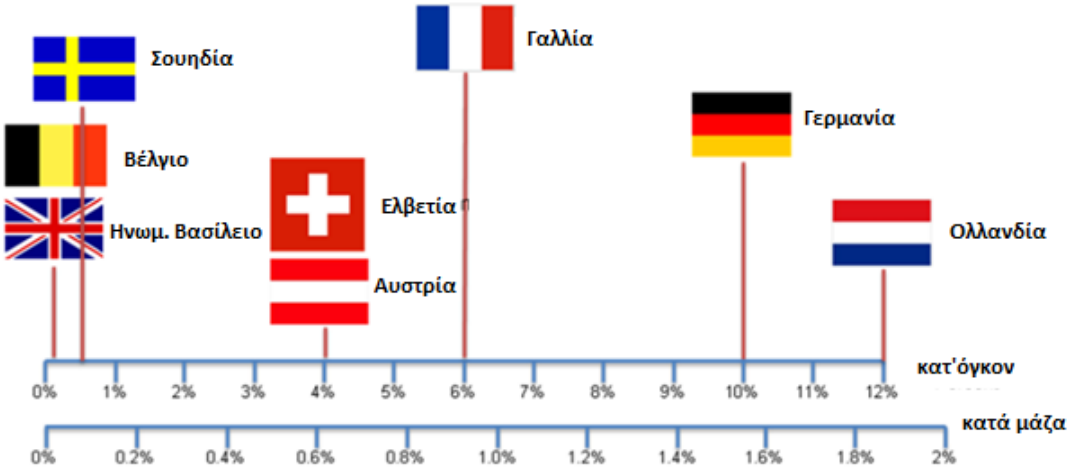


Σχήμα 2.7 Ποσοστιαία διείσδυση Α.Π.Ε στο δίκτυο κατά περίπτωση

Σε κάθε περίπτωση, το αποτέλεσμα της μεθανοποίησης είναι η παραγωγή ανανεώσιμου μεθανίου, το οποίο μπορεί να διοχετευτεί στο υπάρχον δίκτυο φυσικού αερίου και να αναμιχθεί με το υφιστάμενο καύσιμο. Το τελικό «πράσινο φυσικό αέριο» που προκύπτει μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε μηχανές εσωτερικές καύσης για εκ νέου παραγωγή ηλεκτρισμού ή να ικανοποιήσει τις ανάγκες των καταναλωτών σε θερμότητα.

Τέλος, όσον αφορά την **απευθείας διάθεση του υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου**, είναι γεγονός πως οι αγωγοί του υφιστάμενου δικτύου φυσικού αερίου αποτελούν ένα αξιόπιστο μέσο, με τη βοήθεια του οποίου το παραγόμενο υδρογόνο μπορεί να αναμιχθεί με το φυσικό αέριο και να φτάσει αναλλοίωτο στους τελικούς καταναλωτές, με ή χωρίς διαχωρισμό. Άλλωστε, οι αγωγοί φυσικού αερίου είναι εξαιρετικά διασυνδεδεμένοι σε όλο σχεδόν τον κόσμο, επιθεωρούνται συνεχώς και συντηρούνται καταλλήλως.

Επειδή οι φυσικές και χημικές ιδιότητες του υδρογόνου διαφέρουν από αυτές του φυσικού αερίου, το μερίδιο του υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου είναι αρκετά περιορισμένο. Έρευνες έχουν δείξει πως ένα ποσοστό της τάξης του 20% κατ' όγκο είναι ανεκτό, παρ' όλα αυτά το υψηλότερο τρέχον όριο που ισχύει στην Ευρώπη σήμερα ανέρχεται σε 12% (Ολλανδία) με τις περισσότερες χώρες να μην υπερβαίνουν το 6% [10].



Εικόνα 2.11 Τρέχοντα όρια έγχυσης υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου ανά χώρα

Είδος τεχνολογίας	Κόστος εγκατάστασης	Μονάδα	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (ποσοστό κόστους εγκατάστασης)	
	κατώτερο/μεσαίο/υψηλό			
Σταθμός έγχυσης υδρογόνου	500/600/700	χιλ. €/MW_{el}	-	-
Σταθμός ανεφοδιασμού υδρογόνου	2/3/4	χιλ. €/MW_{el}	6/8/10	% κόστους εγκατάστασης
Μονάδα μεθανοποίησης	1200/1500/1700	€/kW	6/8/10	% κόστους εγκατάστασης
Σύνθεση μεθανόλης	1200/1500/1700	€/kW	6/8/10	% κόστους εγκατάστασης

Πίνακας 2.5 Συγκεντρωτικός πίνακας με τα κόστη εφαρμογής της εκάστοτε τεχνολογίας [8]

Όπως φάνηκε από τα παραπάνω, εκτός από το υδρογόνο, το CO_2 είναι το δεύτερο αντιδρών τόσο για τη διαδικασία PtL όσο και για τη διαδικασία PtG. Το CO_2 πρέπει να παρέχεται με μικρό οικονομικό κόστος, ιδανικά με υψηλή καθαρότητα και μια εύκολα προσαρμόσιμη ροή ώστε να εξυπηρετείται η ζήτηση. Πιθανές πηγές CO_2 είναι:

- CO_2 από εργοστάσια ορυκτών καυσίμων
- CO_2 από βιομάζα
- CO_2 από βιομηχανικές δραστηριότητες
- CO_2 από τον αέρα

Η δέσμευση **CO_2 από εργοστάσια ορυκτών καυσίμων** έχει μελετηθεί εκτενώς υπό το πρίσμα της δέσμευσης του άνθρακα και της αποθήκευσης. Μερικές μόνο από τις μεθόδους που είναι διαθέσιμες για τον διαχωρισμό του CO_2 είναι η φυσική και χημική απορρόφηση, η προσρόφηση, ο διαχωρισμός με τη βοήθεια μεμβράνης και ο κρυογενικός διαχωρισμός. Τα κόστη που συνδέονται με αυτές τις μεθόδους εκτιμώνται από 20-60 €/$tnCO_2$ ενώ η ενέργεια που απαιτείται είναι από 100-240 $kWh_{el}/tnCO_2$ και πρέπει να ληφθεί σοβαρά υπόψη διότι μειώνει τη συνολική απόδοση της εκάστοτε διεργασίας από 2-5%.

Παρά το γεγονός ότι η συγκεκριμένη μέθοδος δέσμευσης είναι τεχνικά εφικτή, οικονομικά βιώσιμη και εξασφαλίζει μεγάλες ποσότητες CO_2, η μεταφορά του CO_2 από το εργοστάσιο στη μονάδα μεθανοποίησης (PtG) ή παραγωγής μεθανόλης (PtL), είναι μια εξαιρετικά δύσκολη και δαπανηρή διαδικασία γι' αυτό και αποφεύγεται [11].

Οι διεργασίες που σχετίζονται με την παραγωγή **CO_2 από βιομάζα** είναι πολυποίκιλες και προσφέρουν πολλά διαφορετικά είδη πηγών CO_2. Γενικά, οι διεργασίες αυτές μπορούν να κατηγοριοποιηθούν στις ακόλουθες κατηγορίες:

- ✓ Ζύμωση
- ✓ Αεριοποίηση
- ✓ Πυρόλυση

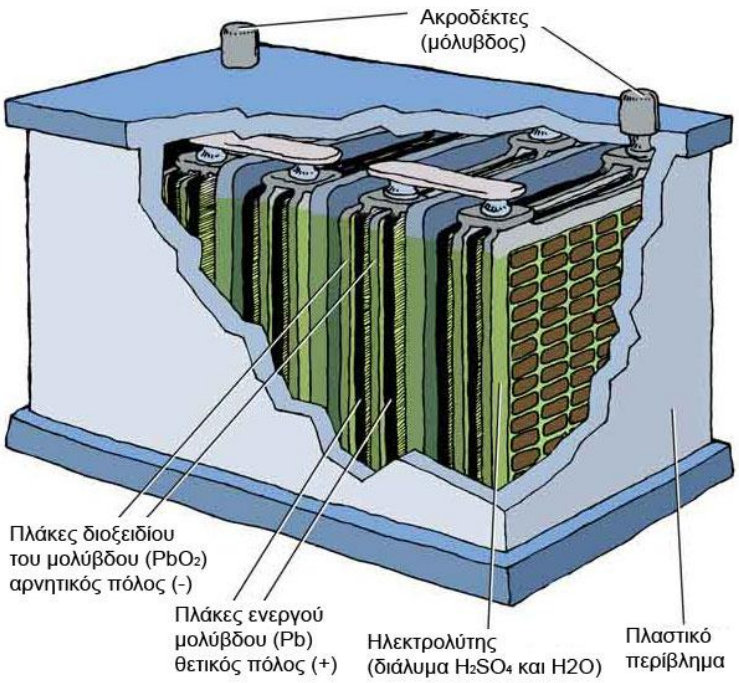
Ενώ η πυρόλυση και η αεριοποίηση είναι τεχνικά όμοιες με τις διεργασίες που λαμβάνουν χώρα στα εργοστάσια ορυκτών καυσίμων, η ζύμωση της βιομάζας προς σχηματισμό βιοαερίου ή βιοαιθανόλης παράγει CO_2 χωρίς κόστος, μιας και το CO_2 αποτελεί παραπροϊόν γι' αυτές τις διεργασίες. Έτσι δεν υπάρχει κατανάλωση ενέργειας ή κάποια οικονομική επιβάρυνση στην παραγωγή CO_2 από ζύμωση. Παρ' όλα αυτά, το CO_2 εξακολουθεί να χρειάζεται μεταφορά στις επιθυμητές εγκαταστάσεις (μεθανοποίησης, παραγωγής μεθανόλης) και επιπλέον οι ποσότητες CO_2 που μπορούν να ανακτηθούν από τη ζύμωση είναι αρκετά περιορισμένες [11].

Ο διαχωρισμός του **CO_2 από τα αέρια της καπνοδόχου των βιομηχανιών** είναι τεχνικά εφικτή. Οι άμεσα εμπλεκόμενοι τομείς της βιομηχανίας είναι οι βιομηχανίες σιδήρου και τσιμέντου μιας και χαρακτηρίζονται από μεγάλες εκπομπές CO_2, λόγω των διεργασιών που υφίστανται κατά τη λειτουργία τους. Μιας και οι εκπομπές αυτές είναι αναπόφευκτες, η επεξεργασία και ο διαχωρισμός του CO_2 συνιστά μια ευκαιρία για τις βιομηχανίες αυτές να βελτιώσουν το αποτύπωμα άνθρακά τους. Όμως, όπως ακριβώς συμβαίνει και στις δύο προηγούμενες περιπτώσεις, το δεσμευμένο CO_2 χρειάζεται μεταφορά στις απαραίτητες εγκαταστάσεις προκειμένου να χρησιμοποιηθεί αποδοτικά [11].

Τέλος, όσον αφορά τον διαχωρισμό του **CO_2 από τον ατμοσφαιρικό αέρα**, πολλές διαφορετικές τεχνολογίες μπορούν να χρησιμοποιηθούν αλλά ο διαχωρισμός με τη χρήση KOH ή NaOH είναι αυτός που επικρατεί καθολικά.

Όταν το CO_2 δεσμευτεί, πρέπει να αυξηθεί η συγκέντρωσή του από 400 ppm περίπου, σε μια σχεδόν καθαρή μορφή. Όμως, η απαιτούμενη ενέργεια για την υλοποίηση των παραπάνω διεργασιών αγγίζει τις 3000-5000 kWh/tnCO_2 και το αντίστοιχο κόστος τα 1000 €/tnCO_2. Από την άλλη πλευρά, η εν λόγω μέθοδος προσφέρει τα βασικά πλεονεκτήματα της απεριόριστης ποσότητας CO_2 και της εξάλειψης της ανάγκης για μεταφορά του δεσμευμένου CO_2 στις επιθυμητές εγκαταστάσεις [11].

2.2.3.2 Μπαταρίες



Εικόνα 2.12 Σχηματική απεικόνιση μπαταρίας

Μια μπαταρία αποτελείται από έναν αριθμό διασυνδεδεμένων ηλεκτροχημικών κελιών, καθένα από τα οποία διαθέτει δύο ηλεκτρόδια και έναν ηλεκτρολύτη. Τα ηλεκτρόδια είναι κατασκευασμένα από διαφορετικά υλικά ευνοώντας την ανάπτυξη δυναμικού μεταξύ τους. Το δυναμικό αυτό διατηρείται αφού ο ηλεκτρολύτης δεν επιτρέπει την αγωγή ηλεκτρισμού. Όταν ένα εξωτερικό ηλεκτρικό φορτίο συνδεθεί στα ηλεκτρόδια, πραγματοποιείται ροή ηλεκτρονίων από το ένα ηλεκτρόδιο προς το άλλο διαμέσου του εξωτερικού φορτίου, ενώ ταυτόχρονα ρέουν ιόντα από το ένα ηλεκτρόδιο προς το άλλο εντός της μπαταρίας, με σκοπό να διατηρηθεί η ηλεκτρική ισορροπία του κάθε κελιού.

Οι μπαταρίες πρακτικά χωρίζονται σε δύο κατηγορίες, τις πρωτογενείς μπαταρίες που δεν είναι επαναφορτιζόμενες και τις δευτερογενείς μπαταρίες που επαναφορτίζονται και κατά συνέπεια χρησιμοποιούνται μαζικά στην αποθήκευση ενέργειας. Εκτός όμως από τον διαχωρισμό αυτό, οι μπαταρίες χαρακτηρίζονται από την ονομαστική τους τάση καθώς και τη μέγιστη ισχύ εξόδου τους. Η τάση που εμφανίζεται μεμονωμένα σε κάθε κελί είναι μικρή (μερικά volts), αλλά συνδέοντας αρκετά από τα κελιά αυτά σε συνδεσμολογία σειράς, οι επιμέρους τάσεις αθροίζονται δημιουργώντας μια μπαταρία πολλών εκατοντάδων volt, εάν είναι επιθυμητό. Με τον ίδιο τρόπο, εάν τα κελιά συνδεσμολογηθούν παράλληλα, θα προστεθούν οι επιμέρους ισχείς τους.

Οι μπαταρίες λειτουργούν με συνεχές ρεύμα, ενώ σχεδόν όλες οι μονάδες παραγωγής ισχύος (με εξαίρεση τα φ/β και τις κυψέλες καυσίμου) παράγουν εναλλασσόμενο ρεύμα (AC). Ως εκ τούτου, το ρεύμα του δικτύου πρέπει να μετασχηματιστεί σε μια κατάλληλη τάση και να ανορθωθεί προτού εφαρμοστεί σε μια μπαταρία. Αντίστροφα, εάν η μπαταρία χρησιμοποιείται για να τροφοδοτήσει μια AC συσκευή, το DC ρεύμα της μπαταρίας πρέπει να μετασχηματιστεί από έναν αντιστροφέα. Και οι δύο προαναφερθείσες μετατροπές καταλήγουν στην αύξηση των συνολικών απωλειών.

Η μπαταρία αποθηκεύει ενέργεια ως χημική και τα επιμέρους κελιά της μπαταρίας λειτουργούν με βάση χημικές αντιδράσεις. Οι πιο κοινές μπαταρίες που απαντώνται σήμερα στην αγορά είναι μολύβδου-οξέος, αλκαλικές και ιόντων λιθίου. Οι περισσότερες μπαταρίες χρησιμοποιούνται σε ένα μεγάλο εύρος εφαρμογών εξ αιτίας της ικανότητάς τους να αντιδρούν γρήγορα στη μεταβολή της εφαρμοζόμενης τάσης των ηλεκτροδίων τους. Από τεχνικής άποψης, οι μπαταρίες είναι κατάλληλες για εφαρμογές εξισορρόπησης ανισορροπιών στο δίκτυο ηλεκτρισμού ενώ από την άλλη πλευρά η μαζική αποθήκευση ενέργειας μοιάζει να είναι ελαφρώς εκτός του σκοπού λειτουργίας τους.

Σήμερα, οι κατασκευαστές ανεμογεννητριών πραγματοποιούν εκτενείς πειραματικές μελέτες σχετικά με τη βιωσιμότητα εγκαταστάσεων μεγάλων συστοιχιών μπαταριών (MW) σε συνδυασμό με ανεμογεννήτριες και αιολικά πάρκα, ώστε να σταθεροποιήσουν την παραγωγή των τελευταίων. Όσον αφορά τις φ/β εγκαταστάσεις, το ενδιαφέρον των μπαταριών επικεντρώνεται στην αποθήκευση ηλιακής ενέργειας και την μετέπειτα χρήση της, όταν αυτή κριθεί απαραίτητη.

Στο μέλλον πιθανολογείται πως οι μπαταρίες θα κατέχουν περίοπτη θέση στον τομέα των οχημάτων. Σύμφωνα με την τάση της αγοράς, προβλέπεται στροφή προς τις μπαταρίες παρά το γεγονός πως η ενεργειακή τους πυκνότητα και κατά συνέπεια η αυτονομία τους είναι σχετικά χαμηλή. Εν τούτοις, οι μπαταρίες μπορούν να αντικαταστήσουν εξ ολοκλήρου τα ορυκτά καύσιμα όταν αναφερόμαστε σε οχήματα που διανύουν μικρές αποστάσεις [12].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3^{ο}
ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΤΩΝ ΤΕΧΝΙΚΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΜΕ ΤΗ ΒΟΗΘΕΙΑ ΤΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ GAMS

Έχοντας πλέον αναλύσει τα βασικά χαρακτηριστικά των διαφόρων μεθόδων αποθήκευσης, συνεχίζουμε με την παρουσίαση των τεχνικών αποθήκευσης που θα εξετάσουμε στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας. Οι τεχνικές αποθήκευσης στις οποίες θα εστιάσουμε είναι οι **μπαταρίες, οι μονάδες Power to Gas (PtG) και η αντλησιοταμίευση**. Ιδιαίτερη έμφαση όμως δίνεται στις μονάδες PtG διότι αναπτύσσονται με ραγδαίους ρυθμούς και χρησιμοποιούνται κατά κόρον σε εφαρμογές μεγάλης κλίμακας.

Όπως θα διαπιστώσει κανείς παρακάτω, εξετάζονται 4 διαφορετικές μορφές συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Η μια εξ αυτών δεν περιλαμβάνει δυνατότητα αποθήκευσης ενώ καθεμία από τις υπόλοιπες 3 περιλαμβάνει μια από τις παραπάνω τεχνικές αποθήκευσης. Προκειμένου να εξαχθούν χρήσιμα συμπεράσματα σχετικά με τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα της κάθε τεχνολογίας αποθήκευσης, η λειτουργία του εκάστοτε συστήματος εξετάζεται με τη βοήθεια 2 η περισσοτέρων σεναρίων. Οι διαφορές μεταξύ των σεναρίων του κάθε συστήματος αναλύονται στη συνέχεια.

Πριν προχωρήσουμε περαιτέρω στην ανάλυση των 3 τεχνικών αποθήκευσης, είναι επιτακτική ανάγκη να καταστούν σαφείς οι παραδοχές στις οποίες βασίστηκε το σύνολο της ακόλουθης μελέτης. Οι παραδοχές αυτές είναι οι εξής:

1. Οι βασικές μονάδες παραγωγής που χρησιμοποιούνται για την κάλυψη των απαιτήσεων του εκάστοτε συστήματος, είναι οι λιγνιτικές με διάρκεια ζωής 30 χρόνια, οι μονάδες φυσικού αερίου με διάρκεια ζωής 20 χρόνια, οι μονάδες πετρελαίου με διάρκεια ζωής 40 χρόνια, τα υδροηλεκτρικά με διάρκεια ζωής 50 χρόνια, τα αιολικά με διάρκεια ζωής 15 χρόνια και τα φωτοβολταϊκά με διάρκεια ζωής 20 χρόνια.

2. Η περίοδος εξέτασης του κάθε συστήματος ξεκινά από το έτος 2005 και ο χρονικός της ορίζοντας εκτείνεται ως το έτος 2050. Η χρονική μετάβαση από το 2005 στο 2050 πραγματοποιείται ανά πενταετία.

3. Το κάθε εξεταζόμενο έτος μοντελοποιείται ως ένα σύνολο 8 τυπικών ημερών (192 ώρες αντί για 8760) που ανά 2 αντιπροσωπεύουν την κάθε εποχή του χρόνου και είναι οι παρακάτω:

    - Χειμερινή εργάσιμη ημέρα
    - Χειμερινή αργία

- Ανοιξιάτικη εργάσιμη ημέρα
- Ανοιξιάτικη αργία
- Καλοκαιρινή εργάσιμη ημέρα
- Καλοκαιρινή αργία
- Φθινοπωρινή εργάσιμη ημέρα
- Φθινοπωρινή αργία

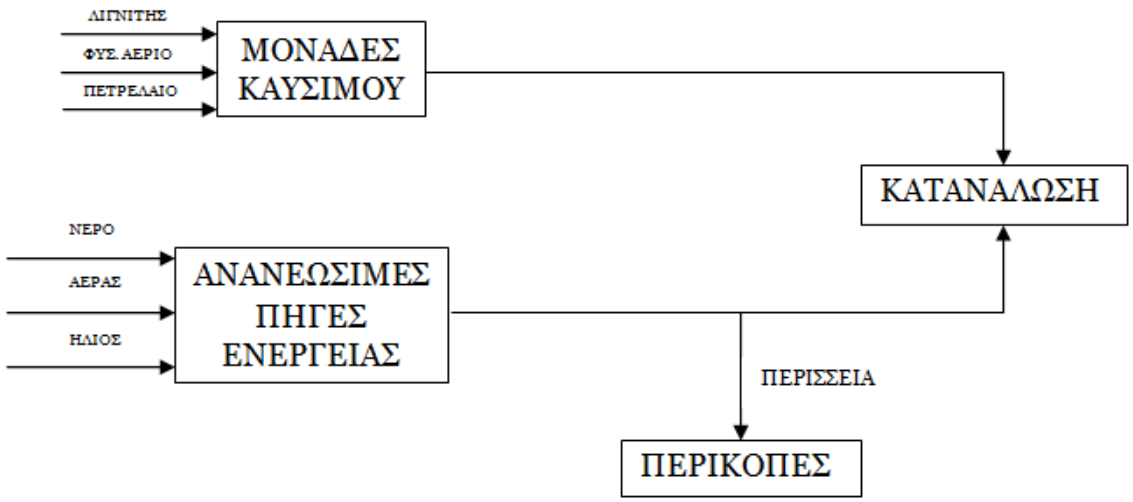
4. Οι χρόνοι εκκίνησης και τερματισμού της λειτουργίας των εξεταζόμενων μονάδων δεν έχουν ληφθεί υπόψη.

5. Το άνω όριο επενδύσεων σε υδροηλεκτρικά, στο κάθε εξεταζόμενο σύστημα, ορίζεται ίσο με 3,5 GW.

Αφού λοιπόν θέσαμε τις απαραίτητες προϋποθέσεις πάνω στις οποίες θα βασιστεί η μελέτη μας, είμαστε σε θέση να ξεκινήσουμε την παρουσίαση των εξεταζόμενων συστημάτων.

3.1 Σύστημα χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης

3.1.1 Δεδομένα εισόδου (Σενάριο 1-2)



Σχήμα 3.1 Σχηματική απεικόνιση του τρόπου λειτουργίας ενός συστήματος χωρίς αποθήκευση

Προκειμένου να καταστούν απολύτως κατανοητά τα πλεονεκτήματα της αποθήκευσης, κρίνεται απαραίτητη η μελέτη ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο δεν διαθέτει μονάδες αποθήκευσης. Ένα τέτοιο σύστημα παρουσιάζεται στο σχήμα 3.1. Η λειτουργία του εν λόγω συστήματος είναι απλή και στηρίζεται στην παραγωγή ενέργειας από τις συμβατικές μονάδες και τις Α.Π.Ε. προκειμένου να εξυπηρετείται ανά πάσα ώρα η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας των τελικών

καταναλωτών. Σε ένα τέτοιο σύστημα παρατηρούνται περιπτώσεις όπου η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος είναι χαμηλή και εξυπηρετείται από τις συμβατικές μονάδες και τα υδροηλεκτρικά, ενώ συγχρόνως τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά είναι σε θέση να παράγουν ενέργεια. Η ενέργεια αυτή αναγκαστικά περικόπτεται, με αποτέλεσμα η παραγόμενη ενέργεια των Α.Π.Ε. να μην αξιοποιείται στο μέγιστο δυνατό βαθμό.

Στους πίνακες 3.1, 3.2, 3.3 και 3.4 που ακολουθούν, παρουσιάζονται τα σύνολα (sets), οι σταθερές (scalars), οι παράμετροι (parameters) καθώς και οι μεταβλητές (variables) που χρησιμοποιήθηκαν για τη μοντελοποίηση ενός τέτοιου συστήματος.

Όνομα Συνόλου (sets)	**Σημασία Συνόλου**	**Τι Περιλαμβάνει**
i	Σύνολο μονάδων παραγωγής	Λιγνιτικές, Φυσικού αερίου, Πετρελαίου, Υδροηλεκτρικά, Αιολικά, Φωτοβολταϊκά
funits(i)	Μονάδες παραγωγής που χρησιμοποιούν καύσιμο	Λιγνιτικές, Φυσικού αερίου, Πετρελαίου, Υδροηλεκτρικά
thunits(i)	Θερμικές μονάδες	Λιγνιτικές, Φυσικού αερίου, Πετρελαίου
res(i)	Α.Π.Ε. δικτύου	Αιολικά, Φωτοβολταϊκά, Υδροηλεκτρικά
curtres(i)	Α.Π.Ε. που υφίστανται περικοπές παραγωγής	Αιολικά, Φωτοβολταϊκά
wres(i)	-	Υδροηλεκτρικά
r,j	Εξεταζόμενα έτη	2005, 2010,...,2045, 2050
k	Εξεταζόμενες ώρες (τυπικές μέρες)	1, 2, 3,...,191, 192
q	Αριθμός εισαγωγής ισχύος	1, 2,...,4, 5
lev	Επίπεδα επενδύσεων	1, 2, 3,...,19, 20

Πίνακας 3.1 Παρουσίαση χρησιμοποιούμενων συνόλων σε σύστημα χωρίς αποθήκευση

Όνομα Σταθεράς (scalars)	**Σημασία Σταθεράς**	**Μονάδα**
curtprice	Κόστος περικοπής παραγόμενης ενέργειας	€/kWh
hinv	Μέγιστο όριο επενδύσεων σε υδροηλεκτρικά	GW
impe	Μέγιστο όριο εισαγόμενης ενέργειας	GWh

Πίνακας 3.2 Παρουσίαση χρησιμοποιούμενων σταθερών σε σύστημα χωρίς αποθήκευση

Όνομα Παραμέτρου (parameters)	**Σημασία Παραμέτρου**	**Μονάδα**
$\mathbf{surv_{i,j,r}}$ (1)	Πίνακας που διασφαλίζει πως όταν μια μονάδα ολοκληρώσει το χρόνο ζωής της τίθεται εκτός λειτουργίας	
$\mathbf{freq_k}$	Συχνότητα εμφάνισης ωρών τυπικών ημερών	-
$\mathbf{crf_i}$	Συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου επένδυσης μονάδων	-
$\mathbf{df_j}$	Συντελεστής αναγωγής στο έτος βάσης	-
$\mathbf{imprice_q}$	Κόστος εισαγωγής ηλεκτρικής ισχύος	€/kWh
$\mathbf{fprice_{i,j}}$	Κόστος καυσίμου	€/kWh
$\mathbf{lcurve_{k,j}}$	Καμπύλη φορτίου ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ανά έτος	GW
$\mathbf{util_{i,k,r}}$	Συντελεστής χρησιμοποίησης μονάδας	-
$\mathbf{emfac_{i,j}}$	Συντελεστής εκπομπών CO_2	Mtn/GWh
$\mathbf{etsprice_j}$	Οικονομική επιβάρυνση λόγω εκπομπών CO_2	€/tn CO_2
$\mathbf{renval_j}$	Κίνητρο για την επένδυση σε Α.Π.Ε. ανά χρονιά	€/kWh
$\mathbf{techmin_i}$	Τεχνικά ελάχιστα μονάδων	-

(1) Βλέπε πίνακα 1 παραρτήματος

maxcaplev$_{i,lev,j}$	Μέγιστες επενδύσεις μονάδων ανά επίπεδο	GW
relcostcaplev$_{i,lev,j}$	Μη γραμμικές καμπύλες κόστους	-
heatrate$_{i,r}$	Θερμικός βαθμός απόδοσης	-
maxf$_{i,j}$	Μέγιστο διαθέσιμο καύσιμο	GWh
capcost$_{i,r}$	Κεφαλαιουχικό κόστος μονάδων	€/kW

Πίνακας 3.3 Παρουσίαση χρησιμοποιούμενων παραμέτρων σε σύστημα χωρίς αποθήκευση

Όνομα Μεταβλητής (variables)	Σημασία Μεταβλητής	Μονάδα
P$_{i,r,k,j}$	Παραγόμενη ισχύς	GW
INV$_{i,r}$	Επενδύσεις μονάδων	GW
IMP$_{q,k,j}$	Εισαγωγές ισχύος	GW
CURT$_{i,k,j}$	Περικοπές παραγωγής ισχύος	GW
CAP$_{i,r,j}$	Δυναμικότητα μονάδων	GW
CAPOP$_{i,r,k,j}$	Λειτουργούσα ισχύς μονάδων	GW
DCAP$_{i,r,k,j}$	Ισχύς μονάδων που δεν χρησιμοποιείται	GW
INVLEV$_{i,lev,j}$	Επενδύσεις μονάδων ανά επίπεδο	GW
Z	Συνολικό κόστος συστήματος	εκατ. €

Πίνακας 3.4 Παρουσίαση χρησιμοποιούμενων μεταβλητών σε σύστημα χωρίς αποθήκευση

Συνεχίζοντας την παρουσίαση του συστήματος χωρίς αποθήκευση, θα αναλύσουμε τις εξισώσεις που απαιτούνται για την ορθή λειτουργία του και την εξαγωγή αξιόλογων συμπερασμάτων:

<u>Αντικειμενική συνάρτηση (εκατομμύρια €)</u>

$$\mathbf{Cost} = \sum_{j} \{ \mathbf{df_j} \cdot [\sum_{i} (\mathbf{crf_i} \cdot \sum_{r \le j} (\mathbf{capcost_{i,r}} \cdot \mathbf{INV_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}})) +$$

$$+ \sum_{i \in curtres} (\mathbf{crf_i} \cdot \sum_{lev} \sum_{r \le j} (\mathbf{INVLEV_{i,lev,r}} \cdot \mathbf{capcost_{i,r}} \cdot \left(\mathbf{relcostcaplev_{i,lev,r}} - \mathbf{1} \right) \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}})) +$$

$$+ \sum_{i \in thunits} \sum_{r \le j} (\mathbf{fprice_{i,j}} \cdot \mathbf{heatrate_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}} \cdot \sum_{k} \left(\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \right) +$$

$$+ \mathbf{emfac_{i,r}} \cdot \mathbf{etsprice_j} \cdot \mathbf{heatrate_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}} \cdot \sum_{k} (\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k})) +$$

$$+ \sum_{k} \sum_{q} \left(\mathbf{IMP_{q,k,j}} \cdot \mathbf{imprice_q} \cdot \mathbf{freq_k} \right) +$$

$$+ \sum_{i \in curtres} \sum_{k} \left(\mathbf{CURT_{i,k,j}} \cdot \mathbf{curtprice} \cdot \mathbf{freq_k} \right) -$$

$$- \mathbf{renval_j} \cdot \sum_{i \in res} \sum_{k} \sum_{r \le j} (\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}})] \}$$

Στόχος της αντικειμενικής συνάρτησης του εν λόγω μοντέλου είναι η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους του συστήματος. Το κόστος αυτό αποτελείται αρχικά από το κεφαλαιουχικό κόστος εγκατάστασης των μονάδων. Όμως, για τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά του συστήματος έχουν χρησιμοποιηθεί μη γραμμικές καμπύλες κόστους. Όσο οι επενδύσεις των αιολικών και των φωτοβολταϊκών πραγματοποιούνται προς τα τελευταία διαθέσιμα επίπεδα επενδύσεων, τόσο περισσότερο επιβαρύνεται οικονομικά το σύστημα (πιο φθηνά είναι τα πρώτα επίπεδα και πιο ακριβά τα τελευταία). Έπειτα απαρτίζεται από το μεταβλητό κόστος καυσίμου, που σχετίζεται με τη λειτουργία των μονάδων, το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών, το κόστος εισαγωγής ισχύος από γειτονικές χώρες καθώς και το κόστος περικοπής ενέργειας από Α.Π.Ε., όταν οι τελευταίες είναι σε θέση να παράγουν ενέργεια αλλά το σύστημα δεν μπορεί να απορροφήσει την παραγόμενη ενέργεια. Τέλος, τμήμα της αντικειμενικής συνάρτησης με τη μορφή εικονικών εσόδων, αποτελεί το χρηματικό κίνητρο (renewable values) που καθορίζεται από την εκάστοτε εφαρμοζόμενη ευρωπαϊκή πολιτική, με σκοπό να αυξηθούν σημαντικά οι επενδύσεις ενός συστήματος σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Το χρηματικό αυτό κίνητρο λειτουργεί ως πολιτική στήριξης και προκαλεί αύξηση των επενδύσεων σε Α.Π.Ε., εν τούτοις τα συνολικά έσοδα που προκύπτουν από τα κίνητρα αυτά δεν συνυπολογίζονται στην τελική τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης.

<u>Ισορροπία παραγωγής-ζήτησης (GWh)</u>

$$\sum_{\mathbf{q}}\left(\mathbf{IMP_{q,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k}\right) + \sum_{\mathbf{i}}\sum_{\mathbf{r \le j}}\left(\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}\right) = \mathbf{lcurve_{k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \quad \forall \mathbf{k}, \forall \mathbf{j}$$

Το σύνολο της εισαγόμενης ενέργειας σε συνδυασμό με τη συνολική παραγωγή ενέργειας των μονάδων (μονάδες καυσίμου και Α.Π.Ε.) πρέπει να ικανοποιούν τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας των καταναλωτών κάθε ώρα της εξεταζόμενης περιόδου.

<u>Δυναμικότητα μονάδων παραγωγής (GW)</u>

$$\mathbf{CAP_{i,r,j}} = \mathbf{INV_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}} \quad \forall \mathbf{i}, \forall \mathbf{r} \le \mathbf{j}, \forall \mathbf{j}$$

Η εξίσωση αυτή υπολογίζει τη δυναμικότητα της κάθε μονάδας που λειτουργεί στο σύστημα κατά το έτος εξέτασης.

<u>Περικοπή παραγωγής ισχύος Α.Π.Ε. (GW)</u>

$$\mathbf{CURT_{i,k,j}} = \sum_{\mathbf{r \le j}}\left(\mathbf{CAP_{i,r,j}} \cdot \mathbf{util_{i,k,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}\right) - \sum_{\mathbf{r \le j}}\left(\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}\right) \quad \forall \mathbf{i} \in \mathbf{curtres}, \forall \mathbf{k}, \forall \mathbf{j}$$

Η παραπάνω εξίσωση υπολογίζει τις περικοπές παραγωγής ισχύος από Α.Π.Ε.. Οι περικοπές αυτές ορίζονται ως η διαφορά ανάμεσα στη δυναμικότητα της πηγής παραγωγής ενέργειας και στην ισχύ που αυτή τελικά αξιοποιεί. Εδώ αξίζει να σημειώσουμε πως περικοπές παραγωγής ισχύος υφίστανται μόνο τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά του συστήματος, όχι τα υδροηλεκτρικά.

Ισχύς θερμικών μονάδων (GW)

$$\mathbf{CAP_{i,r,j} = CAPOP_{i,r,k,j} + DCAP_{i,r,k,j} \quad \forall i \in thunits, \forall r \leq j, \forall k, \forall j}$$

Η παραπάνω εξίσωση διαχωρίζει την ισχύ των θερμικών μονάδων του συστήματος σε λειτουργούσα και αδρανοποιημένη.

Τεχνικά ελάχιστα μονάδων (GW)

$$\mathbf{P_{i,r,k,j} \geq techmin_i \cdot CAPOP_{i,r,k,j} \quad \forall k, \forall (i,j,r):\ surv_{i,j,r},\ i \in thunits,\ r \leq j}$$

Η παραπάνω εξίσωση διασφαλίζει πως η ισχύς των θερμικών μονάδων που πρόκειται να αξιοποιηθεί από το σύστημα είναι ίση η μεγαλύτερη του τεχνικού ελαχίστου της αντίστοιχης μονάδας.

Μέγιστο όριο επενδύσεων ανά επίπεδο (GW)

$$\mathbf{maxcaplev_{i,lev,j} \geq INVLEV_{i,lev,j} \quad \forall i \in curtres, \forall lev, \forall j}$$

Η παραπάνω εξίσωση διασφαλίζει πως οι επενδύσεις του συστήματος σε αιολικά και φωτοβολταϊκά δεν μπορούν, ανά επίπεδο, να ξεπεράσουν κάποια μέγιστα επιτρεπτά όρια.

Συνολικές επενδύσεις (GW)

$$\mathbf{\sum_{lev} INVLEV_{i,lev,j} = \sum_{r \leq j} (INV_{i,r} \cdot surv_{i,j,r}) \quad \forall i \in curtres, \forall j}$$

Με την παραπάνω εξίσωση υποθέτουμε πως οι επενδύσεις του συνόλου των επιπέδων ανά χρονιά και ανά μονάδα παραγωγής, περιλαμβάνουν το σύνολο των επενδύσεων που έχουν υλοποιηθεί στην εν λόγω μονάδα έως και το έτος εξέτασης (αθροιστικά).

Μέγιστη δυνατή παραγωγή μονάδων (GW)

$$\mathbf{P_{i,r,k,j} \leq \left(\underset{i \in res}{CAP_{i,r,j}} + \underset{i \in thunits}{CAPOP_{i,r,k,j}} \right) \cdot util_{i,k,r} \quad \forall k, \forall (j,r): surv_{i,j,r}, r \leq j}$$

Η μέγιστη ισχύς λειτουργίας των Α.Π.Ε. είναι μικρότερη ή ίση με την εγκατεστημένη ισχύ. Οι Α.Π.Ε., όμως, εξ αιτίας της εξάρτησής τους από τα καιρικά φαινόμενα, δεν είναι δυνατόν να λειτουργούνε μόνιμα με ισχύ ίση με την εγκατεστημένη τους. Ο περιορισμός αυτός εκφράζεται με τη βοήθεια του συντελεστή χρησιμοποίησης (utilization factor), ο οποίος θέτει ένα άνω όριο στη μέγιστη ωριαία ισχύ λειτουργίας των Α.Π.Ε.. Όσον αφορά τις θερμικές μονάδες, αυτές είναι σε θέση, σε αντίθεση με τις Α.Π.Ε., να λειτουργούν μόνιμα με ισχύ ίση με την εγκατεστημένη τους (ο συντελεστής χρησιμοποίησης ισούται με 1), μόνο όταν η εγκατεστημένη ισχύς τους ισούται με τη λειτουργούσα ισχύ.

<u>Μέγιστο όριο επενδύσεων υδροηλεκτρικών (GW)</u>

$$\sum_{\mathbf{r \le j}} \left(\mathbf{CAP_{i,r,j} \cdot surv_{i,j,r}} \right) \le \mathbf{hinv} \quad \forall \mathbf{i} \in \mathbf{wres}, \forall \mathbf{j}$$

Η εξίσωση αυτή διασφαλίζει πως το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος των υδροηλεκτρικών σταθμών του συστήματος δεν μπορεί να ξεπεράσει ένα δεδομένο όριο.

<u>Μέγιστο όριο χρησιμοποιούμενου καυσίμου (GWh)</u>

$$\sum_{\mathbf{k}} \sum_{\mathbf{r \le j}} \left(\mathbf{P_{i,r,k,j} \cdot heatrate_{i,r} \cdot freq_k \cdot surv_{i,j,r}} \right) \le \mathbf{maxf_{i,j}} \quad \forall \mathbf{i} \in \mathbf{funits}, \forall \mathbf{j}$$

Η εξίσωση αυτή διασφαλίζει πως η ετήσια κατανάλωση καυσίμου από τις μονάδες που χρησιμοποιούν ως πρώτη ύλη κάποιο καύσιμο (λιγνιτικές, φυσικού αερίου, πετρελαίου, υδροηλεκτρικά), δεν μπορεί να ξεπεράσει τα μέγιστα ετήσια αποθέματα.

<u>Μέγιστο όριο εισαγόμενης ενέργειας (GWh)</u>

$$\sum_{\mathbf{k}} \sum_{\mathbf{q}} \left(\mathbf{IMP_{q,k,j} \cdot freq_k} \right) \le \mathbf{impe} \quad \forall \mathbf{j}$$

Η εξίσωση αυτή θέτει ένα άνω όριο στην ενέργεια που μπορεί να εισαχθεί από τις γειτονικές χώρες για την κάλυψη της εγχώριας ζήτησης.

3.1.2 Αποτελέσματα σεναρίου 1

Προτού παραθέσουμε τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την εξέταση του συστήματος χωρίς μονάδες αποθήκευσης, πρέπει να σημειώσουμε τις διαφορές μεταξύ των 2 σεναρίων που εξετάζονται για το εν λόγω σύστημα. Οι διαφορές αυτές εντοπίζονται στην τιμή του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών (ets price), στο χρηματικό κίνητρο (renewable values) που προσφέρεται από την εκάστοτε εφαρμοζόμενη ευρωπαϊκή πολιτική σχετικά με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των Α.Π.Ε. στο υφιστάμενο δίκτυο αλλά και στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας των τελικών καταναλωτών. Έτσι, στον πίνακα 3.5 που ακολουθεί, φαίνονται οι τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών, τα χρηματικά κίνητρα ενίσχυσης των Α.Π.Ε. που χρησιμοποιήθηκαν ανά έτος και η ζήτηση ηλεκτρισμού των καταναλωτών, κατά την μελέτη του πρώτου σεναρίου.

Δεδομένα Εισόδου										
Εξεταζόμενα Έτη	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Χρηματικό κίνητρο ενίσχυσης Α.Π.Ε. (€/kWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών (€/tn CO_2)	0	0	7,5	15	22,5	33,5	42	50	69	88
Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καταναλωτών (GWh)	58666	59049	56774	58892	57322	55554	58049	59492	60267	61711

Πίνακας 3.5 Δεδομένα εισόδου-Σενάριο 1

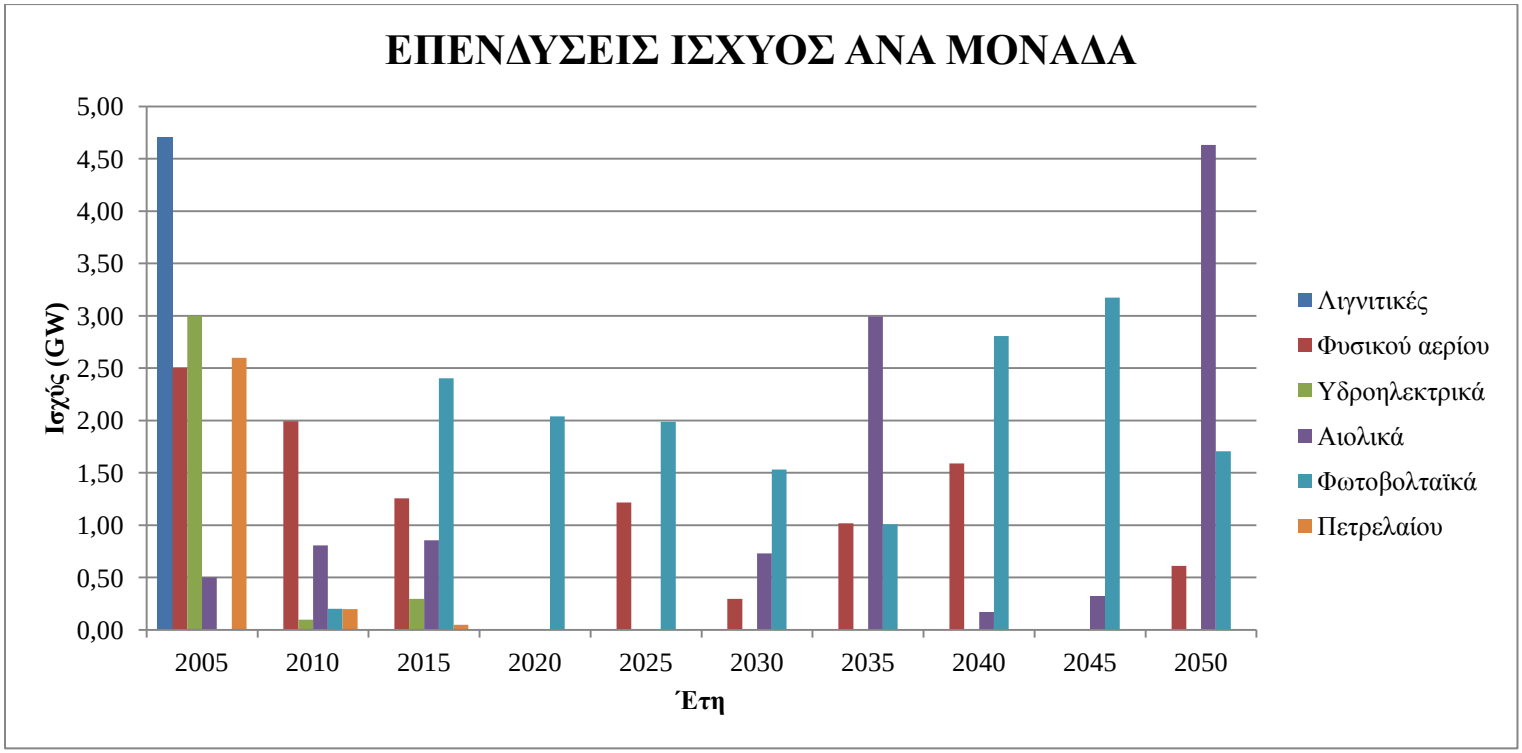
Με δεδομένα τα παραπάνω, τα αποτελέσματα που προκύπτουν για τη συνολική λειτουργία του προαναφερθέντος ενεργειακού συστήματος παρουσιάζονται αναλυτικά στους πίνακες που έπονται.

Στον πίνακα 3.6 παρουσιάζονται οι επενδύσεις των μονάδων ανά έτος μέχρι το τέλος της περιόδου εξέτασης. Αρχικά παρατηρούμε πως καθ' όλη την περίοδο εξέτασης δεν πραγματοποιούνται περαιτέρω επενδύσεις σε λιγνιτικές μονάδες, εκτός της αρχικής δυναμικότητάς τους (4,7 GW). Αντίθετα, οι μονάδες φυσικού αερίου αυξάνουν συνεχώς τη δυναμικότητά τους, μέσω νέων επενδύσεων. Συμπεραίνουμε επομένως πως οι επενδύσεις σε λιγνιτικές μονάδες υστερούν έναντι των επενδύσεων σε μονάδες φυσικού αερίου, όσο το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών ακολουθεί αυξητική πορεία. Το γεγονός αυτό είναι απολύτως κατανοητό αν αναλογιστούμε πως το φυσικό αέριο ως καύσιμο είναι αρκετά καθαρότερο από τον λιγνίτη και επομένως επιβαρύνεται λιγότερο από την αύξηση του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών. Όσον αφορά τις μονάδες πετρελαίου, η παρουσία τους στο δίκτυο αποσκοπεί κατά κύριο λόγο στην εξυπηρέτηση των νησιωτικών περιοχών της χώρας, όπου η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι σχετικά μικρή, σε σχέση με το ηπειρωτικό σύστημα. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με τη μεγάλη διάρκεια ζωής τους (40 χρόνια) περιορίζει σημαντικά τις συνολικές επενδύσεις σε πετρελαϊκές μονάδες (2,85 GW).

Η τεχνολογική πρόοδος, η ωρίμανση της ήδη υπάρχουσας τεχνολογίας και η μείωση του κόστους των Α.Π.Ε. συντελούν στην αύξηση των επενδύσεων που υλοποιούνται σε αιολικά και φωτοβολταϊκά. Πιο συγκεκριμένα, διακρίνουμε νέες επενδύσεις υψηλής δυναμικότητας σε φωτοβολταϊκά καθ' όλη την περίοδο εξέτασης. Την τάση αυτή των φωτοβολταϊκών δεν ακολουθούν όμως με τον ίδιο ρυθμό και οι αιολικές μονάδες παραγωγής, οι επενδύσεις των οποίων είναι μικρότερες, γεγονός που δικαιολογείται από το εξαιρετικά μεγάλο κεφαλαιουχικό τους κόστος. Ο ισχυρισμός αυτός επιβεβαιώνεται από το γεγονός πως κατά το έτος 2050, η συνολική δυναμικότητα των φωτοβολταϊκών του συστήματος ανέρχεται σε 10,23 GW (λαμβάνονται υπόψη οι επενδύσεις των φωτοβολταϊκών από το έτος 2030 και έπειτα, διότι τα φωτοβολταϊκά προγενέστερων του 2030 ετών έχουν τεθεί εκτός λειτουργίας λόγω παλαιότητας) ενώ η συνολική δυναμικότητα των αιολικών του συστήματος κατά το ίδιο έτος ανέρχεται σε 8,11 GW (λαμβάνονται υπόψη οι επενδύσεις των αιολικών από το έτος 2035 και έπειτα, διότι τα αιολικά προγενέστερων του 2035 ετών έχουν τεθεί εκτός λειτουργίας λόγω παλαιότητας). Τέλος, παρατηρούμε πως το σύνολο των επενδύσεων σε υδροηλεκτρικά πραγματοποιείται μέχρι το 2015 ενώ η συνολική δυναμικότητά τους μέχρι το τέλος της περιόδου εξέτασης ισούται με 3,4 GW. Ο μεγάλος χρόνος ζωής των συγκεκριμένων μονάδων (50 χρόνια), σε συνδυασμό με το γεγονός πως το νερό (καύσιμο υδροηλεκτρικού) είναι ένα φυσικό αγαθό που υπάρχει άφθονο στη φύση και δεν επιβαρύνεται οικονομικά, καθιστά τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς μια πολύ προσιτή λύση.

Τύπος Μονάδας	**Επενδύσεις Ισχύος (GW)**									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Λιγνιτικές	4,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Φυσικού αερίου	2,50	1,99	1,26	0,00	1,22	0,30	1,02	1,59	0,00	0,61
Πετρελαίου	2,60	0,20	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Υδροηλεκτρικά	3,00	0,10	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Αιολικά	0,50	0,81	0,85	0,00	0,00	0,73	2,99	0,17	0,32	4,63
Φωτοβολταϊκά	0,001	0,20	2,40	2,04	1,99	1,53	1,01	2,81	3,17	1,71

Πίνακας 3.6 Επενδύσεις μονάδων ανά έτος καθ' όλη την περίοδο εξέτασης, για σύστημα χωρίς αποθηκευτικές μονάδες- Σενάριο 1



Σχήμα 3.2 Σχηματική απεικόνιση των επενδύσεων ανά μονάδα και ανά έτος, για σύστημα χωρίς αποθηκευτικές μονάδες- Σενάριο 1

Ο πίνακας 3.7 περιλαμβάνει τη συνολική ενεργειακή παραγωγή των μονάδων, όπως αυτή διαμορφώνεται για την κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και τις εισαγωγές ενέργειας που πραγματοποιούνται από τις γείτονες χώρες. Παρατηρούμε πως οι λιγνιτικές μονάδες, από την αρχή ακόμα της περιόδου εξέτασης, μειώνουν σημαντικά την παραγωγή τους σε αντίθεση με τις μονάδες φυσικού αερίου οι οποίες κατά την ίδια περίοδο αυξάνουν τα δικά τους επίπεδα παραγωγής. Όπως είναι γνωστό όμως, η παραγωγή μιας μονάδας εξαρτάται άμεσα από την εγκατεστημένη ισχύ της μονάδας στο σύστημα και από την επιβάρυνση που υφίσταται το καύσιμο της μονάδας λόγω του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών (ets price). Σχετικά με το πρώτο, αν παρατηρήσουμε τον πίνακα 3.6 θα διαπιστώσουμε πως η εγκατεστημένη ισχύς των λιγνιτικών μονάδων στο σύστημα μέχρι το 2035 είναι σταθερή και ίση με 4,7 GW. Το έτος 2040 η αρχική λιγνιτική μονάδα τίθεται εκτός λειτουργίας λόγω παλαιότητας και κατά συνέπεια η λιγνιτική ισχύς του δικτύου την περίοδο 2040-2050 είναι μηδενική, συμπαρασύροντας την παραγωγή σε μηδενικά επίπεδα. Αντίθετα, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου υφίσταται συνεχώς νέες προσθήκες. Ακόμη και όταν οι παλαιότερες μονάδες φυσικού αερίου ολοκληρώνουν το χρόνο ζωής τους και εξέρχονται από το σύστημα, πραγματοποιούνται νέες επενδύσεις που διατηρούν τη συνολική δυναμικότητα και συνεπώς και την παραγωγή των εν λόγω μονάδων σε υψηλά επίπεδα. Χαρακτηριστικό είναι το γεγονός πως το 2050 η συνολική δυναμικότητα των μονάδων φυσικού αερίου του δικτύου ισούται με 3,52 GW.

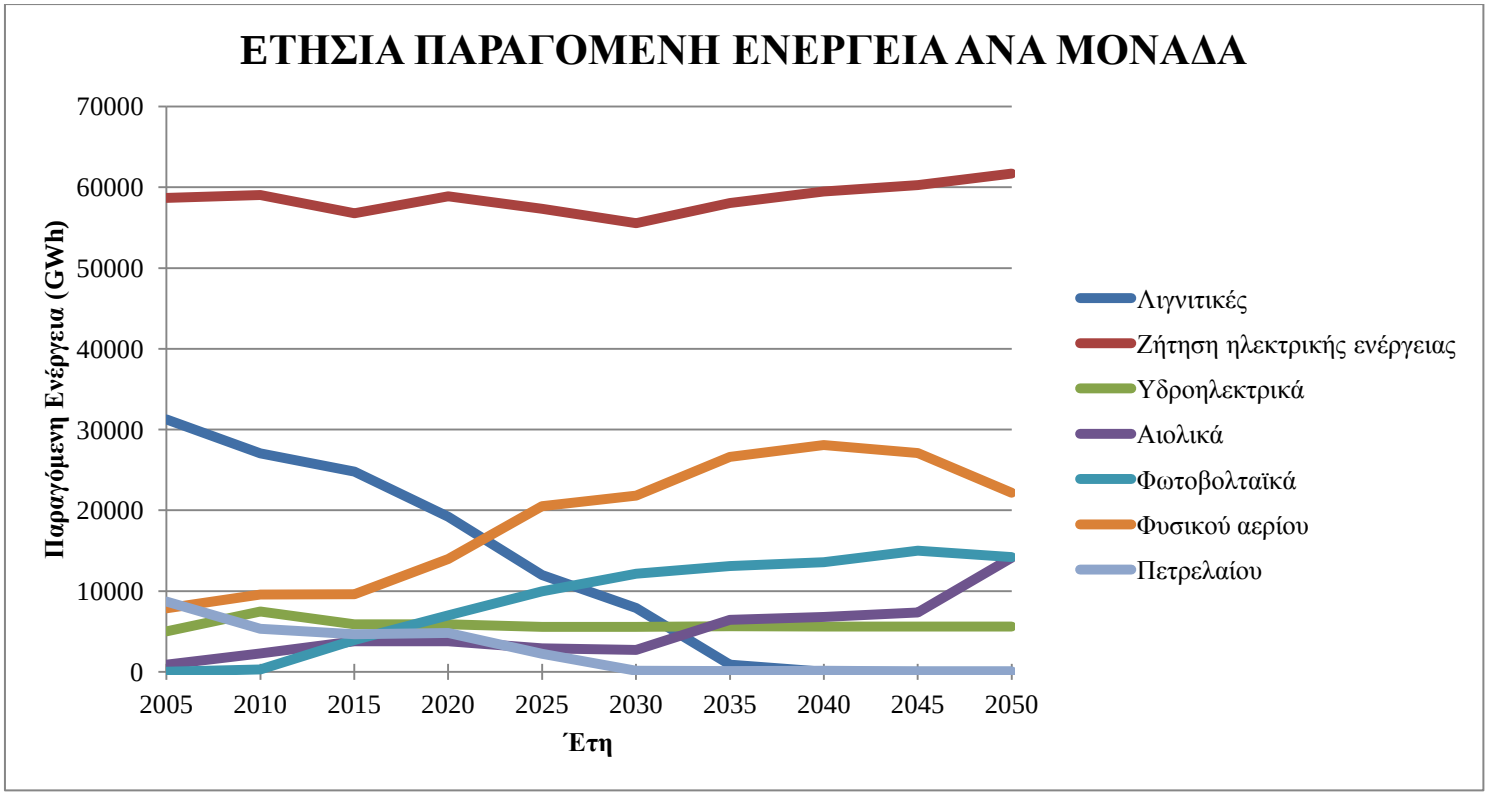
Όσον αφορά το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών, αυτό αυξάνεται συνεχώς καθ' όλη την περίοδο εξέτασης, όπως φαίνεται από τον πίνακα 3.5. Συνυπολογίζοντας το γεγονός πως το φυσικό αέριο ως καύσιμο επιβαρύνει το περιβάλλον σε πολύ μικρότερο βαθμό συγκριτικά με τον λιγνίτη και επομένως επιβαρύνεται λιγότερο από την αύξηση του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών, γίνεται κατανοητή η αύξηση της παραγωγής ενέργειας από τις μονάδες φυσικού αερίου και η αντίστοιχη μείωση της παραγωγής των λιγνιτικών μονάδων.

Συνεχίζοντας, παρατηρούμε πως τα επίπεδα παραγωγής των μονάδων πετρελαίου φθίνουν καθώς οδεύουμε προς το τέλος της περιόδου εξέτασης. Το γεγονός αυτό είναι κατανοητό αν αναλογιστούμε ότι οι πετρελαϊκές μονάδες εξυπηρετούν κυρίως τη ζήτηση ηλεκτρισμού της νησιωτικής χώρας, στην οποία, με το πέρασμα των ετών, εγκαθίσταται η πλειονότητα των Α.Π.Ε., που αναλαμβάνει τη μερίδα του λέοντος της εξυπηρέτησης του φορτίου.

Διακρίνουμε επίσης ότι η παραγωγή ενέργειας των φωτοβολταϊκών αυξάνεται διαρκώς καθ'όλη την περίοδο εξέτασης με εξαίρεση το 2050 όπου παρατηρείται μια μικρή πτώση της παραγωγής. Η πτώση αυτή συνοδεύεται και από μια μικρή πτώση στην παραγωγή των υδροηλεκτρικών σταθμών. Η μείωση αυτή στην παραγωγή των φωτοβολταϊκών και των υδροηλεκτρικών εξισορροπείται από τη σημαντική αύξηση της παραγωγής ενέργειας των αιολικών του συστήματος κατά το ίδιο έτος. Τέλος παρατηρούμε πως η εισαγόμενη ενέργεια λαμβάνει τη μέγιστη τιμή της το έτος 2010 όπου η διείσδυση των αιολικών και των φωτοβολταϊκών κυμαίνεται σε πολύ χαμηλά επίπεδα.

Τύπος Μονάδας	**Παραγόμενη Ενέργεια (GWh)**									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Λιγνιτικές	31241	27064	24802	19206	11988	7903	877	0	0	0
Φυσικού αερίου	7875	9583	9613	13975	20521	21814	26596	28094	27080	22192
Πετρελαίου	8715	5341	4653	4822	2244	123	115	118	53	56
Υδροηλεκτρικά	5017	7460	5880	5901	5552	5578	5631	5618	5609	5607
Αιολικά	876	2289	3785	3785	2910	2726	6442	6802	7333	14145
Φωτοβολταϊκά	2	304	3925	6999	9960	12123	13085	13558	14989	14195
Εισαγωγές	4941	7008	4115	4205	4148	5280	5303	5301	5203	5516

Πίνακας 3.7 Ενεργειακή κατάσταση του συστήματος καθ' όλη την περίοδο εξέτασης, για σύστημα χωρίς αποθηκευτικές μονάδες-Σενάριο 1

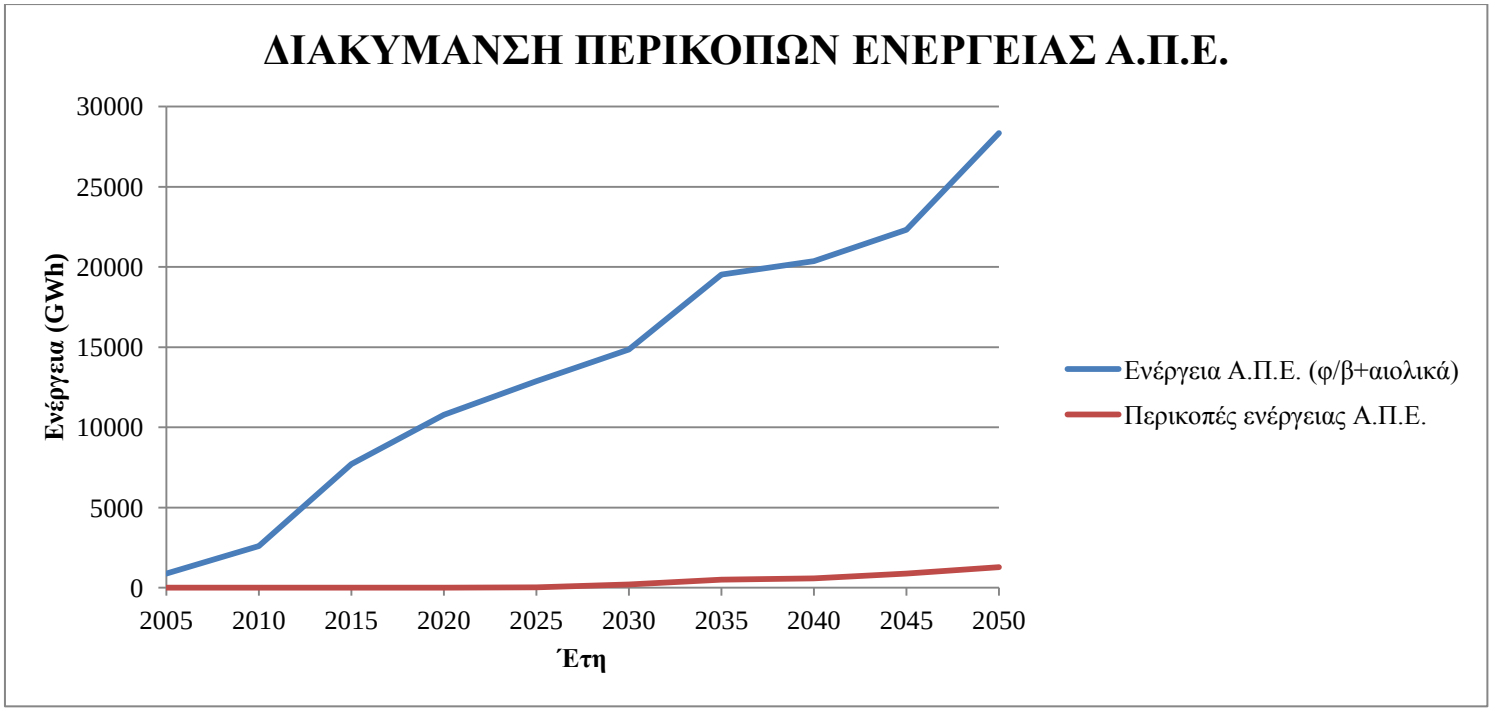


Σχήμα 3.3 Ετήσια παραγόμενη ενέργεια ανά μονάδα σε σχέση με τη ζήτηση, για σύστημα χωρίς αποθηκευτικές μονάδες-Σενάριο 1

Η αύξηση του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών, σε συνδυασμό με την αυξητική πορεία των χρηματικών κινήτρων ενίσχυσης των Α.Π.Ε. καθ'όλη την περίοδο εξέτασης, προκαλούν αύξηση στην εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών και των φωτοβολταϊκών του συστήματος με το πέρασμα των ετών. Η αύξηση της ισχύος τους προκαλεί με τη σειρά της αύξηση στην παραγόμενη ανανεώσιμη ενέργεια του δικτύου. Από τον πίνακα 3.8 φαίνεται ξεκάθαρα όμως, πως όσο περισσότερο αυξάνεται η παραγωγή ενέργειας από τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά του συστήματος, τόσο μεγαλύτερες είναι οι περικοπές ενέργειας που πραγματοποιούνται. Αυτό συμβαίνει διότι το δίκτυο δεν είναι σε θέση να ενσωματώσει το σύνολο της παραγόμενης ανανεώσιμης ενέργειας και απουσία αποθηκευτικών μονάδων, αναγκαστικά την περικόπτει.

Λειτουργία Συστήματος	**Μονάδα**	**Εξεταζόμενα έτη**									
		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Παραγωγή Α.Π.Ε (αιολικά+φ/β)	GWh	877	2593	7710	10784	12870	14857	19526	20360	22321	28340
Περικοπές Παραγωγής	GWh	0	0	0	0	33	218	507	578	890	1282
Περικοπές/Παραγωγή	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,43	0,96	1,07	1,62	2,28

Πίνακας 3.8 Περικοπές ανανεώσιμης ενέργειας συγκριτικά με τη συνολική παραγωγή από Α.Π.Ε., για σύστημα χωρίς αποθηκευτικές μονάδες-Σενάριο 1



Σχήμα 3.4 Περικοπές ενέργειας Α.Π.Ε. σε σχέση με την παραγωγή, για σύστημα χωρίς αποθηκευτικές μονάδες-Σενάριο 1

Τέλος, να σημειώσουμε πως οι συνολικές εκπομπές CO_2 ενός τέτοιου συστήματος ανέρχονται σε 281 εκατομμύρια τόνους και το συνολικό κόστος ανέρχεται σε 13,214 δισεκατομμύρια ευρώ.

3.1.3 Αποτελέσματα σεναρίου 2

Όπως αναφέρθηκε και στην παράγραφο 3.1.2, οι διαφορές μεταξύ των 2 σεναρίων που εξετάστηκαν για το σύστημα χωρίς μονάδες αποθήκευσης, εντοπίζονται στο κόστος δικαιωμάτων εκπομπών, στα χρηματικά κίνητρα ενίσχυσης των επενδύσεων σε Α.Π.Ε. και στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας των τελικών καταναλωτών. Στον πίνακα 3.9 που ακολουθεί, φαίνονται οι τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών, τα χρηματικά κίνητρα ενίσχυσης των Α.Π.Ε. και οι τιμές της ζήτησης ηλεκτρισμού των τελικών καταναλωτών που χρησιμοποιήθηκαν ανά έτος, κατά την μελέτη του δευτέρου σεναρίου.

Δεδομένα Εισόδου										
Εξεταζόμενα Έτη	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Χρηματικό κίνητρο ενίσχυσης Α.Π.Ε. (€/kWh)	0	0	0,003	0,01	0,015	0,02	0,03	0,035	0,04	0,045
Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών (€/tn CO_2)	0	0	7,5	15	23,5	27	80	156	290	522
Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καταναλωτών (GWh)	58666	59049	56774	59054	56344	51295	56797	60045	63086	64038

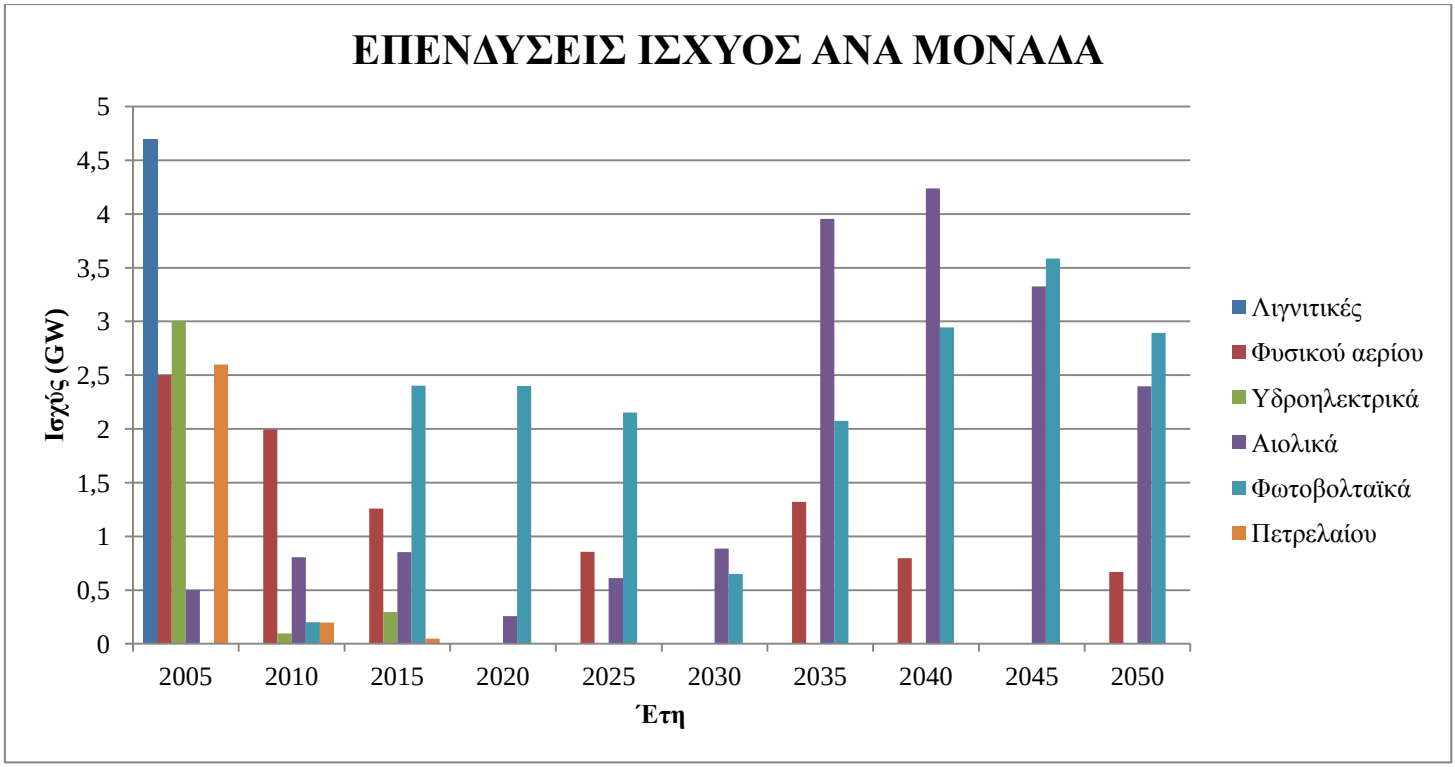
Πίνακας 3.9 Δεδομένα εισόδου-Σενάριο 2

Στον πίνακα 3.10 παρουσιάζονται οι επενδύσεις των μονάδων ανά έτος μέχρι το τέλος της περιόδου εξέτασης. Όπως και στο πρώτο σενάριο, παρατηρούμε πως δεν πραγματοποιούνται περαιτέρω επενδύσεις στις λιγνιτικές μονάδες, πέραν της αρχικής δυναμικότητάς τους (2005). Οι συνολικές επενδύσεις που πραγματοποιούνται σε μονάδες φυσικού αερίου είναι μειωμένες σε σχέση με τις αντίστοιχες του πρώτου σεναρίου (9,4 GW έναντι 10,49 GW). Αυτό συμβαίνει διότι οι τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών του δευτέρου σεναρίου είναι αυξημένες συγκριτικά με αυτές του πρώτου, με αποτέλεσμα να μειώνονται οι επενδύσεις των συμβατικών μονάδων (εδώ του φυσικού αερίου). Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με την παρουσία χρηματικού κινήτρου ενίσχυσης των Α.Π.Ε. περιορίζει σημαντικά τις επενδύσεις των συμβατικών μονάδων και ενισχύει τις επενδύσεις των Α.Π.Ε.. Οι επενδύσεις των μονάδων πετρελαίου παραμένουν οι ίδιες με αυτές του πρώτου σεναρίου.

Διακρίνουμε επιπλέον μεγάλη αύξηση των επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά με το πέρασμα των ετών. Οι επενδύσεις αυτές συνολικά αγγίζουν τα 19,3 GW. Την τάση αυτή των φωτοβολταϊκών ακολουθούν πλέον και οι αιολικές μονάδες παραγωγής (17,83 GW), σε αντίθεση με τα όσα αναλύσαμε στο σενάριο 1. Χαρακτηριστικά αναφέρουμε πως το 2050 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών του δικτύου ανέρχεται σε 12,12 GW ενώ των αιολικών ανέρχεται σε 13,92 GW. Τέλος, η διακύμανση των επενδύσεων στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς δεν παρουσιάζει μεταβολές μεταξύ των δύο σεναρίων. Συνεπώς, η εγκατεστημένη ισχύς των υδροηλεκτρικών σταθμών του δικτύου από το 2020 και μετά, ισούται με 3,4 GW.

Τύπος Μονάδας	**Επενδύσεις Ισχύος (GW)**									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Λιγνιτικές	4,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Φυσικού αερίου	2,50	1,99	1,26	0,00	0,86	0,00	1,32	0,80	0,00	0,67
Πετρελαίου	2,60	0,20	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Υδροηλεκτρικά	3,00	0,10	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Αιολικά	0,50	0,81	0,85	0,26	0,61	0,89	3,95	4,24	3,33	2,40
Φωτοβολταϊκά	0,001	0,20	2,40	2,40	2,15	0,65	2,07	2,94	3,58	2,89

Πίνακας 3.10 Επενδύσεις μονάδων ανά έτος καθ' όλη την περίοδο εξέτασης, για σύστημα χωρίς αποθηκευτικές μονάδες- Σενάριο 2

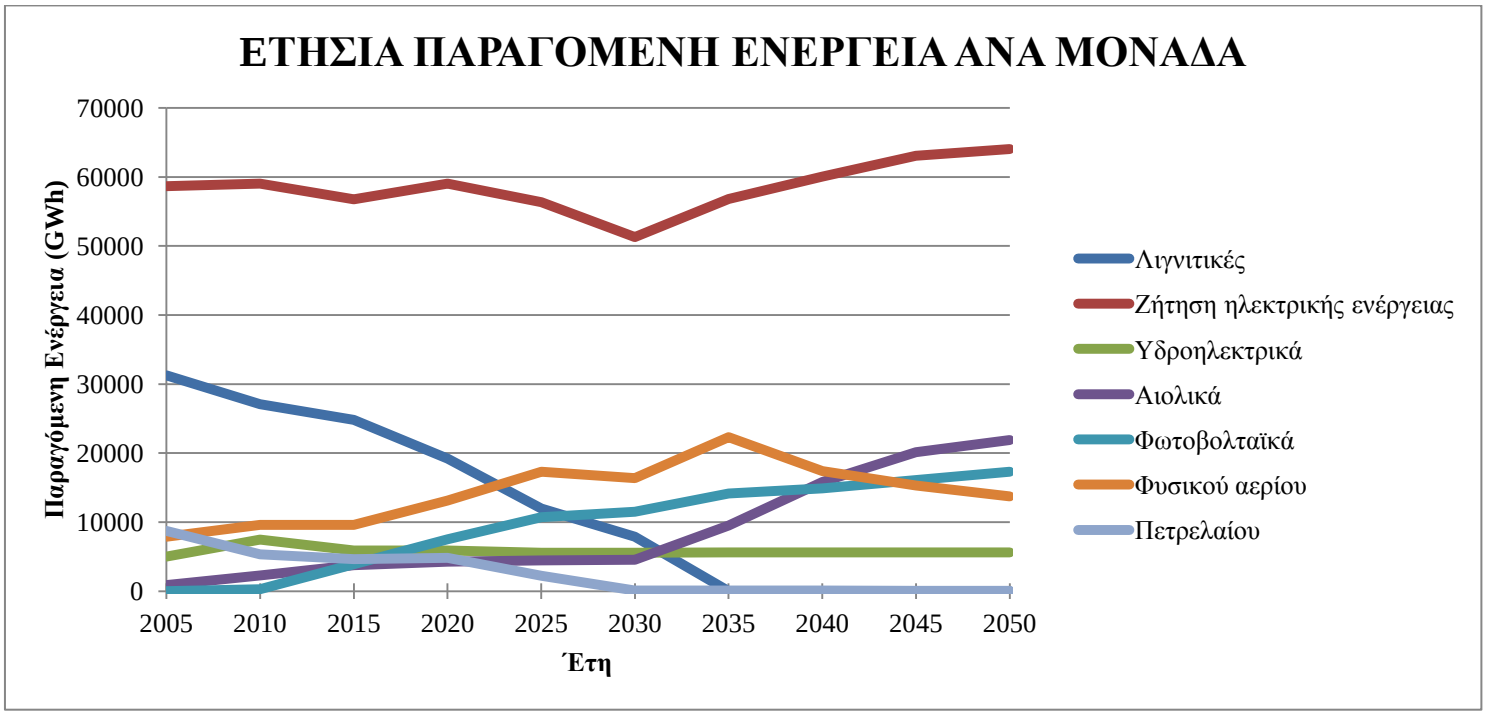


Σχήμα 3.5 Σχηματική απεικόνιση επενδύσεων ανά μονάδα και ανά έτος, για σύστημα χωρίς αποθηκευτικές μονάδες- Σενάριο 2

Ο πίνακας 3.11 περιλαμβάνει, όπως και στην περίπτωση του πρώτου σεναρίου, τη συνολική ενεργειακή παραγωγή των μονάδων και τις εισαγωγές ενέργειας που πραγματοποιούνται από τις γείτονες χώρες. Αντίθετα με τα αποτελέσματα του πρώτου σεναρίου όπου η λειτουργία των λιγνιτικών μονάδων εκτεινόταν ως το 2035, στο δεύτερο σενάριο παρατηρούμε πως οι λιγνιτικές μονάδες τίθενται εκτός λειτουργίας από το έτος 2030 και έπειτα. Η παραγωγή των μονάδων φυσικού αερίου επίσης περιορίζεται σε χαμηλότερα επίπεδα από τα αντίστοιχα του πρώτου σεναρίου, ενώ αξιοσημείωτη είναι η αύξηση στην παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκά. Το γεγονός όμως που προκαλεί εντύπωση είναι η εξαιρετικά μεγάλη αύξηση στην παραγωγή ενέργειας από τις αιολικές μονάδες του συστήματος. Άλλωστε να θυμίσουμε πως οι υψηλές τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών αλλά και το κίνητρο ενίσχυσης των Α.Π.Ε. του δικτύου, προκάλεσαν σημαντικά μεγάλες επενδύσεις στις Α.Π.Ε., κάτι που απεικονίζεται ξεκάθαρα στην παραγόμενη ενέργειά τους. Τέλος, η εισαγόμενη ενέργεια ανά χρονιά παρουσιάζει διαφοροποιήσεις ως προς αυτή του πρώτου σεναρίου, αλλά η μέγιστη τιμή της εμφανίζεται και πάλι το έτος 2010 όπου διείσδυση των αιολικών και των φωτοβολταϊκών κυμαίνεται σε πολύ χαμηλά επίπεδα.

Τύπος Μονάδας	Παραγόμενη Ενέργεια (GWh)									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Λιγνιτικές	31241	27064	24802	19206	11988	7903	0	0	0	0
Φυσικού αερίου	7875	9583	9613	13121	17304	16391	22294	17412	15313	13748
Πετρελαίου	8715	5341	4653	4822	2244	123	115	118	53	56
Υδροηλεκτρικά	5017	7460	5880	5901	5552	5578	5631	5618	5609	5607
Αιολικά	876	2289	3785	4259	4472	4556	9499	15802	20154	21899
Φωτοβολταϊκά	2	304	3925	7541	10704	11486	14138	14909	16110	17288
Εισαγωγές	4941	7008	4115	4205	4080	5259	5120	6186	5847	5440

Πίνακας 3.11 Ενεργειακή κατάσταση του συστήματος καθ' όλη την περίοδο εξέτασης, για σύστημα χωρίς αποθηκευτικές μονάδες-Σενάριο 2



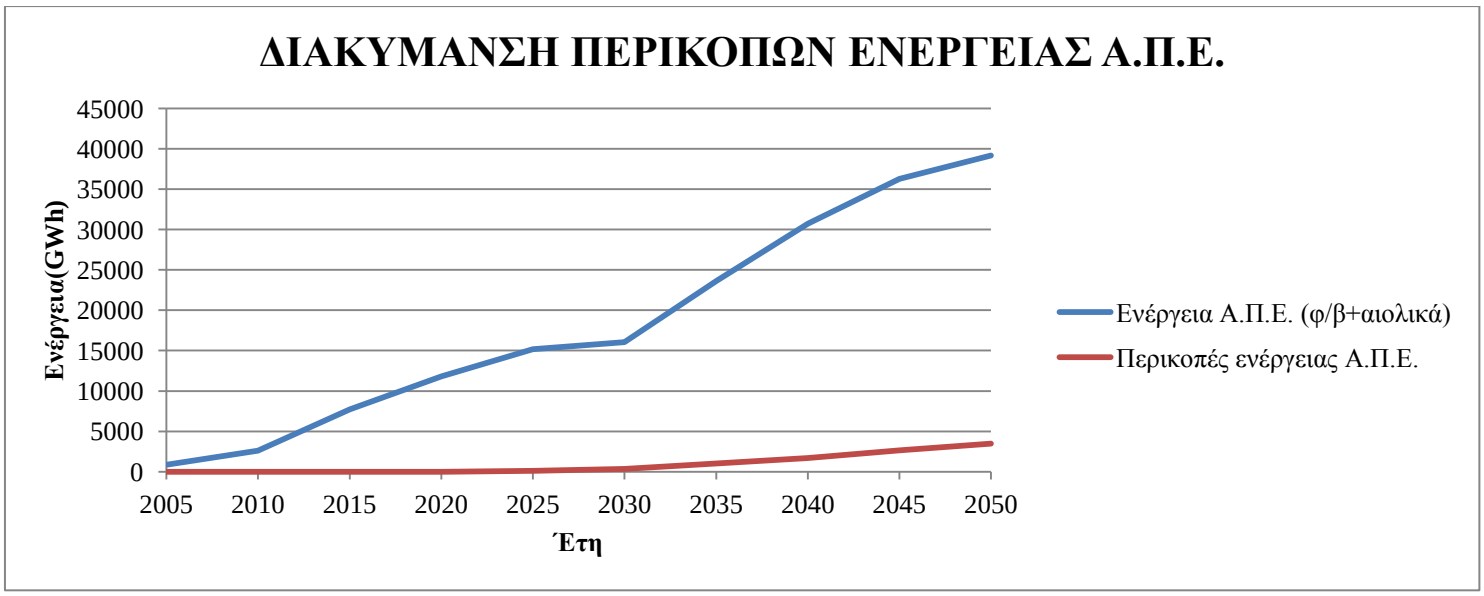
Σχήμα 3.6 Ετήσια παραγόμενη ενέργεια ανά μονάδα σε σχέση με τη ζήτηση, για σύστημα χωρίς αποθηκευτικές μονάδες-Σενάριο 2

Ο συνδυασμός του υψηλού κόστους δικαιωμάτων εκπομπών και η παρουσία κινήτρου για την αύξηση των επενδύσεων σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, είχαν σαν αποτέλεσμα την έντονη παρουσία της ανανεώσιμης ενέργειας στη συνολική παραγωγή των μονάδων του συστήματος. Το γεγονός αυτό διακρίνεται με τη βοήθεια του πίνακα 3.12 όπου παρατηρούμε πως με το πέρασμα των ετών και την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των Α.Π.Ε. στο δίκτυο, η «πράσινη ενέργεια» παρουσιάζει μια διαρκή άνοδο. Όπως και στο σενάριο 1, όσο μεγαλύτερη είναι η παραγωγή ενέργειας από τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά του συστήματος, τόσο μεγαλύτερη

είναι και η περικοπτόμενη ενέργεια. Τέλος, αξίζει να παρατηρήσουμε πως στο δεύτερο σενάριο η παραγωγή ενέργειας των Α.Π.Ε. είναι σημαντικά μεγαλύτερη από την αντίστοιχη του πρώτου σεναρίου (γεγονός που οφείλεται και στη μεγαλύτερη ζήτηση ηλεκτρισμού του δευτέρου σεναρίου), με αποτέλεσμα η περικοπτόμενη ενέργεια να κυμαίνεται επίσης σε υψηλότερα επίπεδα.

Λειτουργία Συστήματος	**Μονάδα**	**Εξεταζόμενα έτη**									
		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Παραγωγή Α.Π.Ε (αιολικά+φ/β)	GWh	877	2593	7710	11800	15176	16041	23637	30710	36264	39187
Περικοπές Παραγωγής	GWh	0	0	0	0	105	355	1009	1696	2639	3480
Περικοπές/Παραγωγή	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,77	1,95	3,15	4,61	5,94

Πίνακας 3.12 Περικοπές ανανεώσιμης ενέργειας συγκριτικά με τη συνολική παραγωγή από Α.Π.Ε., για σύστημα χωρίς αποθηκευτικές μονάδες-Σενάριο 2

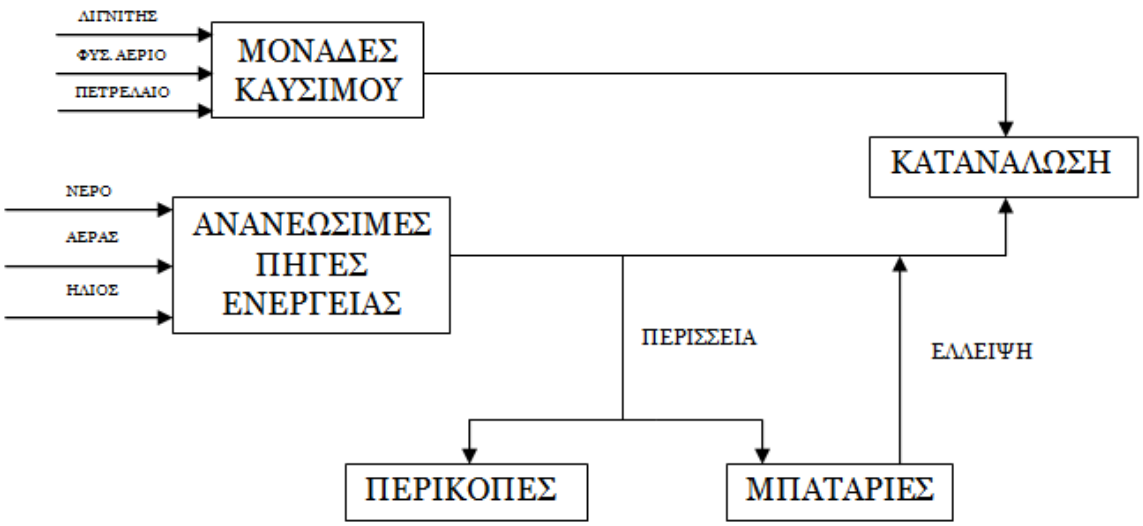


Σχήμα 3.7 Περικοπές ενέργειας Α.Π.Ε. σε σχέση με την παραγωγή, για σύστημα χωρίς αποθηκευτικές μονάδες-Σενάριο 2

Το συνολικό κόστος ενός τέτοιου συστήματος ανέρχεται σε 13,318 δισεκατομμύρια ευρώ. Αν και δεν είναι απόλυτα εφικτό να πραγματοποιηθεί σύγκριση του κόστους μεταξύ των δύο σεναρίων, λόγω της διαφορετικής ζήτησης ηλεκτρισμού των τελικών καταναλωτών που παρατηρείται, ωστόσο είναι αναμενόμενο, το κόστος του συστήματος του δευτέρου σεναρίου να είναι υψηλότερο από το αντίστοιχο του πρώτου σεναρίου. Αυτό συμβαίνει διότι οι αυξημένες τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών του δευτέρου σεναρίου επιβαρύνουν σημαντικά την παραγωγή ενέργειας των συμβατικών μονάδων ενώ ταυτόχρονα ενθαρρύνουν τις επενδύσεις σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που είναι αρκετά ακριβές. Παρ' όλα αυτά οι συνολικές εκπομπές CO_2 του συστήματος του δευτέρου σεναρίου είναι μικρότερες από αυτές του πρώτου (262 εκατομμύρια τόνοι).

3.2 Σύστημα αποθήκευσης με μπαταρίες

3.2.1 Δεδομένα εισόδου (Σενάριο 1-2)



Σχήμα 3.8 Σχηματική απεικόνιση του τρόπου λειτουργίας ενός συστήματος με μπαταρίες

Πρόκειται για ένα σύστημα πανομοιότυπο με το αυτό της ενότητας 3.1, με τη μόνη διαφορά ότι πλέον υπάρχει δυνατότητα αποθήκευσης της ενέργειας. Όταν οι καιρικές συνθήκες επιτρέπουν στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (αιολικά και φωτοβολταϊκά) του δικτύου να παράγουν ενέργεια, η ενέργειά τους αποθηκεύεται στις μπαταρίες και χρησιμοποιείται κατά τις ώρες αιχμής, εφόσον ζητηθεί. Με τον τρόπο αυτό οι περικοπές ενέργειας των Α.Π.Ε. μειώνονται σημαντικά ενώ ταυτόχρονα αυξάνεται σε μεγάλο βαθμό η διείσδυση των τελευταίων στο υφιστάμενο δίκτυο με τα όποια πλεονεκτήματα αυτή προσφέρει (ενότητα 2.1). Στους πίνακες 3.13, 3.14, 3.15 και 3.16 που ακολουθούν, παρουσιάζονται τα σύνολα (sets), οι σταθερές (scalars), οι παράμετροι (parameters) καθώς και οι μεταβλητές (variables) που χρησιμοποιήθηκαν για τη μοντελοποίηση ενός τέτοιου συστήματος.

Όνομα Συνόλου (sets)	Σημασία Συνόλου	Τι Περιλαμβάνει
i	Σύνολο μονάδων συστήματος	Λιγνιτικές, Φυσικού αερίου, Πετρελαίου, Υδροηλεκτρικά, Αιολικά, Φωτοβολταϊκά, Μπαταρίες
funits(i)	Μονάδες παραγωγής που χρησιμοποιούν καύσιμο	Λιγνιτικές, Φυσικού αερίου, Πετρελαίου, Υδροηλεκτρικά
thunits(i)	Θερμικές μονάδες	Λιγνιτικές, Φυσικού αερίου, Πετρελαίου
elecun(i)	Μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού	Λιγνιτικές, Φυσικού αερίου, Πετρελαίου, Υδροηλεκτρικά, Αιολικά, Φωτοβολταϊκά
storun(i)	Μονάδες αποθήκευσης	Μπαταρίες
res(i)	Α.Π.Ε. δικτύου	Αιολικά, Φωτοβολταϊκά, Υδροηλεκτρικά
curtres(i)	Α.Π.Ε. που υφίστανται περικοπές παραγωγής	Αιολικά, Φωτοβολταϊκά
wres(i)	-	Υδροηλεκτρικά
r,j	Εξεταζόμενα έτη	2005, 2010,...,2045, 2050
k	Εξεταζόμενες ώρες (τυπικές μέρες)	1, 2, 3,...,191, 192
kin(k)	Πρώτες ώρες εξεταζόμενων ημερών	1, 25, 49, 73, 97, 121, 145, 169

hrst(k)(1)	Επιτρεπόμενες ώρες φόρτισης μπαταριών	1, 2, 3, 4, 5, 6, ...
hrdc(k)(2)	Επιτρεπόμενες ώρες αποφόρτισης μπαταριών	10, 11, 12, 13, 14, 15, ...
storcycle(k)	Τελευταίες ώρες εξεταζόμενων ημερών	24, 48, 72, 96, 120, 144, 168, 192
q	Αριθμός εισαγωγής ισχύος	1, 2,...,4, 5
lev	Επίπεδα επενδύσεων	1, 2, 3,...,19, 20

Πίνακας 3.13 Παρουσίαση χρησιμοποιούμενων συνόλων σε σύστημα με μπαταρίες

Όνομα Σταθεράς (scalars)	Σημασία Σταθεράς	Μονάδα
curtprice	Κόστος περικοπής παραγόμενης ενέργειας	€/kWh
impe	Μέγιστο όριο εισαγόμενης ενέργειας	GWh
hinv	Μέγιστο όριο επενδύσεων σε υδροηλεκτρικά	GW
maxbat	Μέγιστο όριο επενδύσεων σε μπαταρίες	GW
eff	Απόδοση φόρτισης/εκφόρτισης	-
d	Αυτοεκφόρτιση μπαταρίας	h^{-1}
ep	Λόγος ενέργειας/ισχύος μπαταρίας	h

Πίνακας 3.14 Παρουσίαση χρησιμοποιούμενων σταθερών σε σύστημα με μπαταρίες

Όνομα Παραμέτρου (parameters)	Σημασία Παραμέτρου	Μονάδα
$\mathbf{surv_{i,j,r}}$(3)	Πίνακας που διασφαλίζει πως όταν μια μονάδα ολοκληρώσει το χρόνο ζωής της τίθεται εκτός λειτουργίας	
$\mathbf{freq_k}$	Συχνότητα εμφάνισης ωρών τυπικών ημερών	-
$\mathbf{crf_i}$	Συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου επένδυσης μονάδων	-
$\mathbf{df_j}$	Συντελεστής αναγωγής στο έτος βάσης	-
$\mathbf{imprice_q}$	Κόστος εισαγωγής ηλεκτρικής ισχύος	€/kWh
$\mathbf{fprice_{i,j}}$	Κόστος καυσίμου	€/kWh
$\mathbf{lcurve_{k,j}}$	Καμπύλη φορτίου ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ανά έτος	GW
$\mathbf{util_{i,k,r}}$	Συντελεστής χρησιμοποίησης μονάδας	-
$\mathbf{emfac_{i,j}}$	Συντελεστής εκπομπών CO_2	Mtn/GWh
$\mathbf{etsprice_j}$	Οικονομική επιβάρυνση λόγω εκπομπών CO_2	€/tn CO_2
$\mathbf{renval_j}$	Κίνητρο για την επένδυση σε Α.Π.Ε. ανά χρονιά	€/kWh
$\mathbf{techmin_i}$	Τεχνικά ελάχιστα μονάδων	-
$\mathbf{maxcaplev_{i,lev,j}}$	Μέγιστες επενδύσεις μονάδων ανά επίπεδο	GW
$\mathbf{relcostcaplev_{i,lev,j}}$	Μη γραμμικές καμπύλες κόστους	-
$\mathbf{heatrate_{i,r}}$	Θερμικός βαθμός απόδοσης	-
$\mathbf{maxf_{i,j}}$	Μέγιστο διαθέσιμο καύσιμο	GWh
$\mathbf{capcost_{i,r}}$	Κεφαλαιουχικό κόστος μονάδων	€/kW
$\mathbf{capcosten_{i,r}}$	Κόστος αποθήκης	€/kWh

Πίνακας 3.15 Παρουσίαση χρησιμοποιούμενων παραμέτρων σε σύστημα με μπαταρίες

Όνομα Μεταβλητής (variables)	Σημασία Μεταβλητής	Μονάδα
$\mathbf{P_{i,r,k,j}}$	Παραγόμενη ισχύς	GW
$\mathbf{INV_{i,r}}$	Επενδύσεις μονάδων	GW
$\mathbf{IMP_{q,k,j}}$	Εισαγωγές ισχύος	GW
$\mathbf{CURT_{i,k,j}}$	Περικοπές παραγωγής ισχύος	GW
$\mathbf{CAP_{i,r,j}}$	Δυναμικότητα μονάδων	GW
$\mathbf{CAPOP_{i,r,k,j}}$	Λειτουργούσα ισχύς μονάδων	GW
$\mathbf{DCAP_{i,r,k,j}}$	Ισχύς μονάδων που δεν χρησιμοποιείται	GW

(1) Βλέπε πίνακα 2 παραρτήματος
(2) Βλέπε πίνακα 3 παραρτήματος
(3) Βλέπε πίνακα 1 παραρτήματος

$\mathbf{INVLEV_{i,lev,j}}$	Επενδύσεις μονάδων ανά επίπεδο	GW
$\mathbf{EBATMAX_{i,j}}$	Μέγιστη ενέργεια μπαταριών	GWh
$\mathbf{SOC_{i,r,k,j}}$	Κατάσταση φόρτισης μπαταριών	GWh
$\mathbf{PST_{i,r,k,j}}$	Ισχύς προς αποθήκευση στις μπαταρίες	GW
$\mathbf{PDC_{i,r,k,j}}$	Ισχύς προς εκμετάλλευση από τις μπαταρίες	GW
$\mathbf{EST_{i,r,k,j}}$	Ενέργεια προς αποθήκευση στις μπαταρίες	GWh
$\mathbf{EDC_{i,r,k,j}}$	Ενέργεια προς εκμετάλλευση από τις μπαταρίες	GWh
Z	Συνολικό κόστος συστήματος	εκατ. €

Πίνακας 3.16 Παρουσίαση χρησιμοποιούμενων μεταβλητών σε σύστημα με μπαταρίες

Συνεχίζοντας την παρουσίαση του ενεργειακού συστήματος με δυνατότητα αποθήκευσης με μπαταρίες, θα αναλύσουμε τις εξισώσεις που απαιτούνται για την ορθή λειτουργία του και την εξαγωγή αξιόλογων συμπερασμάτων. Μερικές από τις εξισώσεις αυτές είναι ίδιες με τις αντίστοιχες του συστήματος χωρίς αποθήκευση και για το λόγο αυτό θα επισημαίνονται με το σχόλιο «βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση».

<u>Αντικειμενική συνάρτηση (εκατομμύρια €)</u>

$$\mathbf{Cost} = \sum_{\mathbf{j}} \{\mathbf{df_j} \cdot [\sum_{\mathbf{i \in elecun}} (\mathbf{crf_i} \cdot \sum_{\mathbf{r \le j}} (\mathbf{capcost_{i,r}} \cdot \mathbf{INV_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}})) +$$

$$+ \sum_{\mathbf{i \in curtres}} (\mathbf{crf_i} \cdot \sum_{\mathbf{lev}} \sum_{\mathbf{r \le j}} (\mathbf{INVLEV_{i,lev,r}} \cdot \mathbf{capcost_{i,r}} \cdot (\mathbf{relcostcaplev_{i,lev,r}} - \mathbf{1}) \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}})) +$$

$$+ \sum_{\mathbf{i \in thunits}} \sum_{\mathbf{r \le j}} (\mathbf{fprice_{i,j}} \cdot \mathbf{heatrate_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}} \cdot \sum_{\mathbf{k}} (\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k}) +$$

$$+ \mathbf{emfac_{i,r}} \cdot \mathbf{etsprice_j} \cdot \mathbf{heatrate_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}} \cdot \sum_{\mathbf{k}} (\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k})) +$$

$$+ \sum_{\mathbf{k}} \sum_{\mathbf{q}} (\mathbf{IMP_{q,k,j}} \cdot \mathbf{imprice_q} \cdot \mathbf{freq_k}) +$$

$$+ \sum_{\mathbf{i \in curtres}} \sum_{\mathbf{k}} (\mathbf{CURT_{i,k,j}} \cdot \mathbf{curtprice} \cdot \mathbf{freq_k}) +$$

$$+ \mathbf{crf_i} \cdot \sum_{\substack{\mathbf{r \le j} \\ \mathbf{i \in storun}}} (\mathbf{capcost_{i,r}} \cdot \mathbf{INV_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}) +$$

$$+ \sum_{\substack{\mathbf{r \le j} \\ \mathbf{i \in storun}}} (\mathbf{EBATMAX_{i,r}} \cdot \mathbf{capcosten_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}) -$$

$$- \mathbf{renval_j} \cdot \sum_{\mathbf{i \in res}} \sum_{\mathbf{k}} \sum_{\mathbf{r \le j}} (\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}})]\}$$

Στόχος της αντικειμενικής συνάρτησης του μοντέλου αποθήκευσης με μπαταρίες είναι η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους του. Το συνολικό κόστος, όσον αφορά το κεφαλαιουχικό κόστος εγκατάστασης των μονάδων, το κόστος καυσίμου, το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών, το κόστος της εισαγόμενης ενέργειας, το κόστος των περικοπών ενέργειας από Α.Π.Ε. αλλά και το όφελος που προκύπτει από την πολιτική ενίσχυσης των Α.Π.Ε. (renewable values), είναι πανομοιότυπα εκφρασμένο με αυτό του συστήματος χωρίς αποθήκευση. Σε αυτό όμως πρέπει επιπλέον να συμπεριλάβουμε το κεφαλαιουχικό κόστος εγκατάστασης των μπαταριών. Το κόστος αυτό διαχωρίζεται σε κόστος εγκατεστημένης ισχύος (€/kW) και σε κόστος εγκατεστημένης ενέργειας (€/kWh).

<u>Ισορροπία παραγωγής-ζήτησης (GW)</u>

$$\sum_{\mathbf{q}}\left(\mathbf{IMP_{q,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k}\right) + \sum_{\mathbf{i \in elecun}} \sum_{\mathbf{r \leq j}} \left(\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}\right) + \sum_{\substack{\mathbf{r \leq j} \\ \mathbf{i \in storun}}} \left(\mathbf{EDC_{i,r,k,j}} - \mathbf{EST_{i,r,k,j}}\right) \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}} = \mathbf{lcurve_{k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \quad \forall \mathbf{k}, \forall \mathbf{j}$$

Όπως είναι γνωστό, μια μπαταρία δεν μπορεί να φορτίζει και να αποφορτίζει ταυτόχρονα. Αυτό σημαίνει πως για ένα χρονικό διάστημα η μπαταρία δέχεται ενέργεια και την αποθηκεύει, ενώ σε ένα μεταγενέστερο διάστημα αποδίδει την αποθηκευμένη ενέργεια στο δίκτυο. Κατά συνέπεια οι μεταβλητές (EDC) και (EST) δεν είναι δυνατό κατά την ίδια ώρα να έχουν συγχρόνως θετικές τιμές. Έτσι, κατά τα διαστήματα αποθήκευσης, πρέπει η συνολική εισαγόμενη και η συνολική παραγόμενη από τις μονάδες (συμβατικές και μη) ενέργεια, εάν αφαιρεθεί το ποσό ενέργειας που στέλνεται για αποθήκευση, να εξυπηρετούν τη ζήτηση ηλεκτρισμού των καταναλωτών. Αντίστοιχα, κατά τα διαστήματα εκφόρτισης της μπαταρίας, πρέπει η συνολική εισαγόμενη και η συνολική παραγόμενη από τις μονάδες ενέργεια, σε συνδυασμό με την ενέργεια που αποδίδεται από την μπαταρία, να εξυπηρετούν τη ζήτηση ηλεκτρισμού των καταναλωτών.

<u>Δυναμικότητα μονάδων παραγωγής (GW)</u>

$$\mathbf{CAP_{i,r,j}} = \mathbf{INV_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}} \quad \forall \mathbf{i} \in \mathbf{elecun}, \forall \mathbf{r} \leq \mathbf{j}, \forall \mathbf{j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

<u>Περικοπή παραγωγής ισχύος Α.Π.Ε. (GW)</u>

$$\mathbf{CURT_{i,k,j}} = \sum_{\mathbf{r \leq j}}\left(\mathbf{CAP_{i,r,j}} \cdot \mathbf{util_{i,k,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}\right) - \sum_{\mathbf{r \leq j}}\left(\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}\right) \quad \forall \mathbf{i} \in \mathbf{curtres}, \forall \mathbf{k}, \forall \mathbf{j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Ισχύς θερμικών μονάδων (GW)

$$\mathbf{CAP_{i,r,j} = CAPOP_{i,r,k,j} + DCAP_{i,r,k,j} \quad \forall i \in thunits, \forall r \leq j, \forall k, \forall j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Τεχνικά ελάχιστα μονάδων (GW)

$$\mathbf{P_{i,r,k,j} \geq techmin_i \cdot CAPOP_{i,r,k,j} \quad \forall k, \forall (i,j,r):\ surv_{i,j,r},\ i \in thunits,\ r \leq j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστο όριο επενδύσεων ανά επίπεδο (GW)

$$\mathbf{maxcaplev_{i,lev,j} \geq INVLEV_{i,lev,j} \quad \forall i \in curtres, \forall lev, \forall j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Συνολικές επενδύσεις (GW)

$$\mathbf{\sum_{lev} INVLEV_{i,lev,j} = \sum_{r \leq j} (INV_{i,r} \cdot surv_{i,j,r}) \quad \forall i \in curtres, \forall j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστη δυνατή παραγωγή μονάδων (GW)

$$\mathbf{P_{i,r,k,j} \leq \left(\underset{i \in res}{CAP_{i,r,j}} + \underset{i \in thunits}{CAPOP_{i,r,k,j}} \right) \cdot util_{i,k,r} \quad \forall k, \forall (j,r): surv_{i,j,r}, r \leq j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστο όριο επενδύσεων υδροηλεκτρικών (GW)

$$\mathbf{\sum_{r \leq j} \left(CAP_{i,r,j} \cdot surv_{i,j,r} \right) \leq hinv \quad \forall i \in wres, \forall j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστο όριο χρησιμοποιούμενου καυσίμου (GWh)

$$\sum_{k}\sum_{r\leq j}\left(P_{i,r,k,j}\cdot heatrate_{i,r}\cdot freq_{k}\cdot surv_{i,j,r}\right)\leq maxf_{i,j}\quad \forall i\in funits,\forall j$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστο όριο εισαγόμενης ενέργειας (GWh)

$$\sum_{k}\sum_{q}\left(IMP_{q,k,j}\cdot freq_{k}\right)\leq impe\quad \forall j$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστη ενέργεια μπαταριών (GWh)

$$EBATMAX_{i,j}=ep\cdot INV_{i,j}\quad \forall j,\forall i\in storun$$

Η εξίσωση αυτή υπολογίζει τη μέγιστη ενέργεια που μπορούν να αποθηκεύσουν ή να αποδώσουν οι μπαταρίες που εγκαθίστανται στο υφιστάμενο δίκτυο μια δεδομένη χρονιά.

Αρχική κατάσταση φόρτισης των μπαταριών (GWh)

$$SOC_{i,r,k,j}\cdot surv_{i,j,r}=0\quad \forall i\in storun,\forall r\leq j,\forall k\in kin,\forall j$$

Για λόγους απλοποίησης του προβλήματος υποθέτουμε πως η μπαταρία είναι πλήρως αποφορτισμένη κατά την έναρξη της κάθε εξεταζόμενης μέρας (ημερήσιος κύκλος αποθήκευσης).

Μέγιστη δυνατή κατάσταση φόρτισης μπαταριών (GWh)

$$SOC_{i,r,k,j}\leq EBATMAX_{i,r}\quad \forall k,\ \forall(i,j,r):\ surv_{i,j,r},\ i\in storun,\ r\leq j$$

Η εξίσωση αυτή διασφαλίζει πως το μέγιστο όριο φόρτισης των μπαταριών δεν μπορεί να ξεπεράσει τη μέγιστη ενέργεια που μπορεί να αποθηκεύσει η μπαταρία.

Ενέργεια που στέλνεται για αποθήκευση (GWh)

$$EST_{i,r,k,j}=PST_{i,r,k,j}\cdot freq_{k}\quad \forall k\in hrst,\ \forall(i,j,r):\ surv_{i,j,r},\ i\in storun,\ r\leq j$$

Η εξίσωση αυτή υπολογίζει κάθε φορά την ενέργεια που στέλνεται από το δίκτυο στις μπαταρίες για αποθήκευση.

<u>Ενέργεια που αποδίδεται από τις μπαταρίες στο δίκτυο (GWh)</u>

$$\mathbf{EDC_{i,r,k,j} = PDC_{i,r,k,j} \cdot freq_k \quad \forall k \in hrdc,\ \forall(i,j,r):\ surv_{i,j,r},\ i \in storun,\ r \leq j}$$

Η εξίσωση αυτή υπολογίζει κάθε φορά την ενέργεια που αποδίδεται από τις μπαταρίες στο δίκτυο για εκμετάλλευση.

<u>Κατάσταση φόρτισης των μπαταριών (GWh)</u>

$$\mathbf{SOC_{i,r,k,j} = SOC_{i,r,k-1,j} \cdot (1-d) + EST_{i,r,k,j} \cdot eff - \frac{EDC_{i,r,k,j}}{eff} \quad \forall k, \forall(i,j,r):\ surv_{i,j,r},\ i \in storun,\ r \leq j}$$

Η εξίσωση αυτή υπολογίζει την τρέχουσα κατάσταση φόρτισης των μπαταριών η οποία ισούται με το άθροισμα της ενέργειας που ήταν αποθηκευμένη στη μπαταρία κατά την προηγούμενη ώρα (μειωμένη κατά τον συντελεστή αυτοεκφόρτισης) και της ενέργειας που εισέρχεται στη μπαταρία κατά την τρέχουσα ώρα, εάν αφαιρέσουμε την ενέργεια που αποδίδει η μπαταρία στο κύκλωμα κατά την ίδια ώρα. Θυμίζουμε πως η μπαταρία δεν μπορεί να φορτίζεται και να αποφορτίζεται ταυτόχρονα. Επομένως κάθε ώρα, μόνο μια κατά μέγιστο εκ των (EST) και (EDC) θα λαμβάνει θετική τιμή.

<u>Κύκλοι αποθήκευσης</u>

$$\mathbf{\sum_{k}^{storcycle} \sum_{\substack{r \leq j \\ i \in storun}} \left(SOC_{i,r,k,j} - SOC_{i,r,k-1,j}\right) \cdot surv_{i,j,r} = 0 \quad \forall j}$$

Η παραπάνω εξίσωση διασφαλίζει τον ημερήσιο κύκλο αποθήκευσης των μπαταριών. Στο τέλος καθεμίας από τις τυπικές εξεταζόμενες μέρες, οι μπαταρίες πρέπει να βρίσκονται στην ίδια κατάσταση από την οποία ξεκίνησε η λειτουργία τους, δηλαδή πλήρως αποφορτισμένες.

<u>Μέγιστη αποδιδόμενη ενέργεια μπαταριών (GWh)</u>

$$\mathbf{\frac{EDC_{i,r,k,j}}{eff} \leq SOC_{i,r,k-1,j} \quad \forall k \in hrdc,\ \forall(i,j,r):\ surv_{i,j,r},\ i \in storun,\ r \leq j}$$

Η μέγιστη ενέργεια που μπορεί να αποδώσει η μπαταρία στο δίκτυο κατά την τρέχουσα ώρα ισούται με τη συνολική ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στη μπαταρία από την προηγούμενη ώρα.

<u>Μέγιστη ισχύς που μπορεί να αποθηκευτεί στη μπαταρία (GW)</u>

$$\mathbf{PST_{i,r,k,j} \leq INV_{i,r} \quad \forall k \in hrst,\ \forall(i,j,r):\ surv_{i,j,r},\ i \in storun,\ r \leq j}$$

Η μέγιστη ισχύς που μπορεί να αποθηκευτεί στη μπαταρία περιορίζεται από τη μέγιστη δυναμικότητα της εξεταζόμενης μπαταρίας.

<u>Μέγιστη ισχύς που μπορεί να αποδοθεί από τη μπαταρία (GW)</u>

$$\mathbf{PDC_{i,r,k,j} \leq INV_{i,r} \quad \forall k \in hrdc,\ \forall(i,j,r):\ surv_{i,j,r},\ i \in storun,\ r \leq j}$$

Η μέγιστη ισχύς που μπορεί να αποδοθεί από τη μπαταρία στο δίκτυο περιορίζεται από τη μέγιστη δυναμικότητα της εξεταζόμενης μπαταρίας.

<u>Μέγιστο όριο επενδύσεων σε μπαταρίες (GW)</u>

$$\mathbf{\sum_{\substack{j \\ i \in storun}} INV_{i,j} \leq maxbat}$$

Η εξίσωση αυτή διασφαλίζει πως το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος των μπαταριών του συστήματος δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερο από ένα δεδομένο όριο, που ορίζεται εξωγενώς από τον κάθε χρήστη.

3.2.2 Αποτελέσματα σεναρίου 1

Οι διαφορές μεταξύ των 2 σεναρίων τα οποία εξετάστηκαν για το σύστημα που περιλαμβάνει μπαταρίες ως μονάδες αποθήκευσης, εντοπίζονται μόνο στο κόστος δικαιωμάτων εκπομπών. Τα χρηματικά κίνητρα που παρέχονται για την ενίσχυση της εγκατεστημένης ισχύος των Α.Π.Ε. του συστήματος καθώς και η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας των τελικών καταναλωτών παραμένουν σταθερά και ίδια με αυτά της ενότητας 3.1.3. Στον πίνακα 3.17 που ακολουθεί, φαίνονται οι τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών, τα χρηματικά κίνητρα ενίσχυσης των Α.Π.Ε. που χρησιμοποιήθηκαν ανά έτος και η ζήτηση ηλεκτρισμού των τελικών καταναλωτών, κατά την μελέτη του πρώτου σεναρίου.

Δεδομένα Εισόδου										
Εξεταζόμενα Έτη	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Χρηματικό κίνητρο ενίσχυσης Α.Π.Ε. (€/kWh)	0	0	0,003	0,01	0,015	0,02	0,03	0,035	0,04	0,045
Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών (€/tn CO_2)	0	0	7,5	15	23,5	27	80	156	290	522
Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καταναλωτών (GWh)	58666	59049	56774	59054	56344	51295	56797	60045	63086	64038

Πίνακας 3.17 Δεδομένα εισόδου-Σενάριο 1

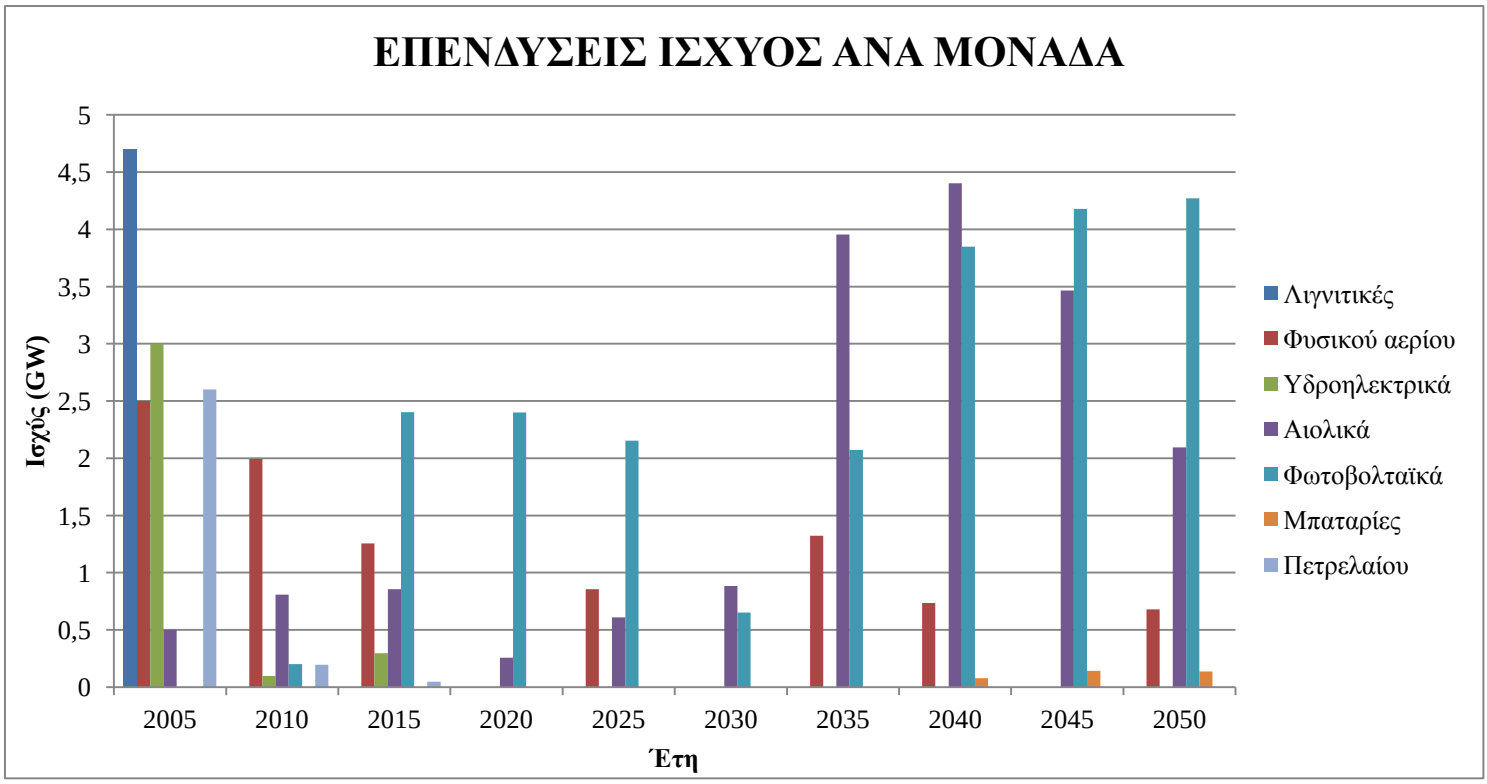
Στον πίνακα 3.18 παρουσιάζονται οι επενδύσεις των μονάδων ανά έτος μέχρι το τέλος της περιόδου εξέτασης. Καταρχήν παρατηρούμε πως δεν πραγματοποιείται καμία επένδυση σε λιγνιτικές μονάδες παραγωγής, εκτός αυτής του έτους 2005, σε αντίθεση με τις μονάδες φυσικού αερίου των οποίων η συνολική δυναμικότητα αυξάνεται όταν κριθεί απαραίτητο. Ενδεικτικά αναφέρουμε πως στο τέλος της περιόδου εξέτασης (2050) η συνολική δυναμικότητα των λιγνιτικών μονάδων του συστήματος είναι μηδενική ενώ των μονάδων φυσικού αερίου ανέρχεται σε 2,74 GW. Το τελευταίο δικαιολογείται απόλυτα αν αναλογιστούμε ότι το φυσικό αέριο ως καύσιμο είναι αρκετά πιο καθαρό από τον λιγνίτη με μικρότερο συντελεστή εκπομπής και επομένως επιβαρύνεται λιγότερο από την υψηλή τιμή του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών. Όσον αφορά τις πετρελαϊκές μονάδες, ο σκοπός που εξυπηρετούν στο δίκτυο είναι πολύ συγκεκριμένος και αφορά την εξυπηρέτηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας των νησιωτικών περιοχών της χώρας. Συνεπώς, η διακύμανση των επενδύσεων των μονάδων πετρελαίου είναι ίδια με αυτή των ενοτήτων 3.1.2 και 3.1.3.

Κατά δεύτερον, διακρίνουμε μεγάλη αύξηση των επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά, ιδίως από το 2035 και έπειτα. Το γεγονός αυτό είναι αναμενόμενο για 2 λόγους: ο πρώτος έχει σχέση με το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών που είναι σημαντικά αυξημένο κατά την περίοδο 2035-2050 σε σχέση με την περίοδο 2005-2030 και ο δεύτερος έχει σχέση με την ωρίμανση της χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας και τη γενικότερη μείωση του κόστους που υφίστανται οι Α.Π.Ε. με το πέρασμα των ετών. Αξιοσημείωτες είναι και οι επενδύσεις ισχύος των αιολικών μονάδων του συστήματος. Οι συνολικές επενδύσεις των τελευταίων αγγίζουν τα 17,83 GW και οι σημαντικότερες εξ αυτών υλοποιούνται κατά την περίοδο 2035-2050, ακολουθώντας την τάση των φωτοβολταϊκών. Τέλος, αποτελεί συμφέρουσα επιλογή για το σύστημα η εγκατάσταση μπαταριών κατά την περίοδο 2040-2050, συνολικής ισχύος 0,36 GW. Όπως προκύπτει από την [13], μια μπαταρία ισχύος 50 kW απαιτεί 1,075 m^2 για την τοποθέτησή της στο χώρο και ακόμα 1,271 m^2 για την τοποθέτηση του αντιστροφέα που συνδέεται με αυτή και είναι απαραίτητος για την ορθή λειτουργία της μπαταρίας (ο αντιστροφέας μετατρέπει την DC τάση της μπαταρίας σε AC τάση δικτύου ώστε να πραγματοποιηθεί έγχυση ενέργειας από την μπαταρία στο δίκτυο). Κατά συνέπεια η εγκατάσταση μπαταριών συνολικής ισχύος 0,36 GW απαιτεί διαθέσιμη έκταση

16,89 στρεμμάτων. Όπως φαίνεται από τον πίνακα 3.20 που ακολουθεί παρακάτω, η εγκατάσταση των μπαταριών, μειώνει αρκετά τις περικοπές παραγωγής ενέργειας των Α.Π.Ε. συγκριτικά με το σύστημα χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης. Να σημειώσουμε στο σημείο αυτό πως η διάρκεια ζωής των μπαταριών ορίζεται ίση με 15 χρόνια, επομένως κατά το έτος 2050 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μπαταριών του συστήματος ισούται με 0,36 GW (καμία μπαταρία δεν τίθεται εκτός λειτουργίας).

Τύπος Μονάδας	Επενδύσεις Ισχύος (GW)									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Λιγνιτικές	4,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Φυσικού αερίου	2,50	1,99	1,26	0,00	0,86	0,00	1,32	0,74	0,00	0,68
Πετρελαίου	2,60	0,20	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Υδροηλεκτρικά	3,00	0,10	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Αιολικά	0,50	0,81	0,85	0,26	0,61	0,89	3,95	4,40	3,46	2,09
Φωτοβολταϊκά	0,001	0,20	2,40	2,40	2,15	0,65	2,07	3,85	4,18	4,27
Μπαταρίες	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,077	0,143	0,138

Πίνακας 3.18 Επενδύσεις μονάδων ανά έτος, για σύστημα με αποθήκευση μπαταριών-Σενάριο 1



Σχήμα 3.9 Σχηματική απεικόνιση επενδύσεων ανά μονάδα, για σύστημα με αποθήκευση μπαταριών-Σενάριο 1

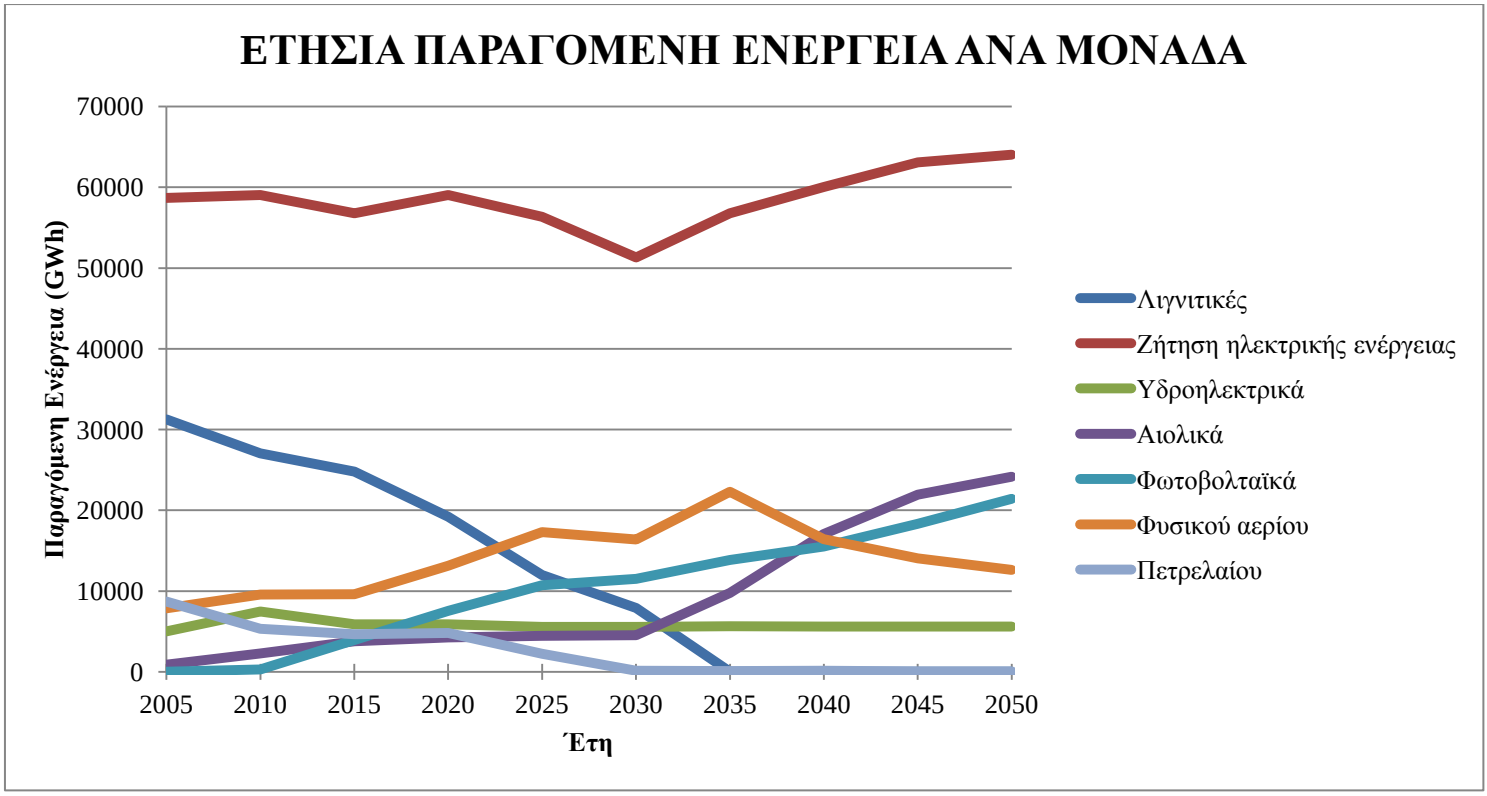
Ο πίνακας 3.19 περιλαμβάνει τη συνολική ενεργειακή παραγωγή των μονάδων και τις εισαγωγές ενέργειας που πραγματοποιούνται προκειμένου να ικανοποιηθεί η ζήτηση

ηλεκτρικής ενέργειας των τελικών καταναλωτών. Αρχικά παρατηρούμε πως η λιγνιτική παραγωγή κατά την περίοδο 2035-2050 είναι μηδενική. Διαπιστώνουμε δηλαδή πως δεν είναι συμφέρον για το σύστημα να παράγει ενέργεια ο αρχικός λιγνιτικός σταθμός (4,7 GW) ούτε το 2035, παρά το γεγονός πως κατά το συγκεκριμένο έτος δεν έχει ολοκληρωθεί η διάρκεια ζωής της αρχικής λιγνιτικής μονάδας. Κατά την περίοδο 2040-2050, ο λιγνιτικός σταθμός τίθεται εκτός λειτουργίας λόγω παλαιότητας, και εφόσον δεν πραγματοποιούνται νέες επενδύσεις στους εν λόγω σταθμούς, είναι αναμενόμενο η λιγνιτική παραγωγή να γίνει μηδενική. Στη συνέχεια, διακρίνουμε πως η παραγωγή ενέργειας των μονάδων φυσικού αερίου ακολουθεί πτωτική πορεία κατά την περίοδο 2040-2050, ενώ ταυτόχρονα η παραγωγή ενέργειας από αιολικά και φωτοβολταϊκά ακολουθεί ανοδική πορεία. Αυτό είναι αναμενόμενο καθώς με το πέρασμα των ετών, αυξάνεται τόσο το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών όσο και το χρηματικό κίνητρο ενίσχυσης των Α.Π.Ε., δύο παράγοντες που ενισχύουν την παραγωγή ενέργειας από Α.Π.Ε. σε βάρος της παραγωγής ενέργειας από συμβατικές μονάδες. Επίσης, κατά την περίοδο 2045-2050, υπάρχουν εγκατεστημένες μπαταρίες στο δίκτυο, η λειτουργία των οποίων περιορίζει την εξάρτηση του συστήματος από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής.

Επιπλέον, αξίζει να σημειώσουμε πως η παραγωγή ενέργειας από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς του δικτύου, καθ' όλη την περίοδο εξέτασης, είναι ίδια με αυτή του συστήματος χωρίς αποθήκευσης (σενάριο 2). Αυτό συμβαίνει διότι οι επενδύσεις των υδροηλεκτρικών σταθμών μεταξύ των δύο σεναρίων δεν παρουσιάζουν διαφοροποιήσεις ενώ και οι ποσότητες του καυσίμου των υδροηλεκτρικών σταθμών (νερό) είναι και στις δύο περιπτώσεις ορισμένες και χρησιμοποιούνται εξ ολοκλήρου. Τέλος, παρατηρούμε πως κατά την περίοδο 2045-2050, η παρουσία των μπαταριών στο δίκτυο προκαλεί μείωση των ποσοτήτων της εισαγόμενης ενέργειας.

Τύπος Μονάδας	**Παραγόμενη Ενέργεια (GWh)**									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Λιγνιτικές	31241	27064	24802	19206	11988	7903	0	0	0	0
Φυσικού αερίου	7875	9583	9613	13121	17304	16391	22294	16427	14067	12615
Πετρελαίου	8715	5341	4653	4822	2244	123	115	118	53	56
Υδροηλεκτρικά	5017	7460	5880	5901	5552	5578	5631	5618	5609	5607
Αιολικά	876	2289	3785	4259	4454	4528	9771	17065	21940	24150
Φωτοβολταϊκά	2	304	3925	7541	10722	11513	13866	15506	18321	21405
Εισαγωγές	4941	7008	4115	4205	4080	5259	5120	6031	5439	4891

Πίνακας 3.19 Ενεργειακή κατάσταση του συστήματος με αποθήκευση μπαταριών-Σενάριο 1

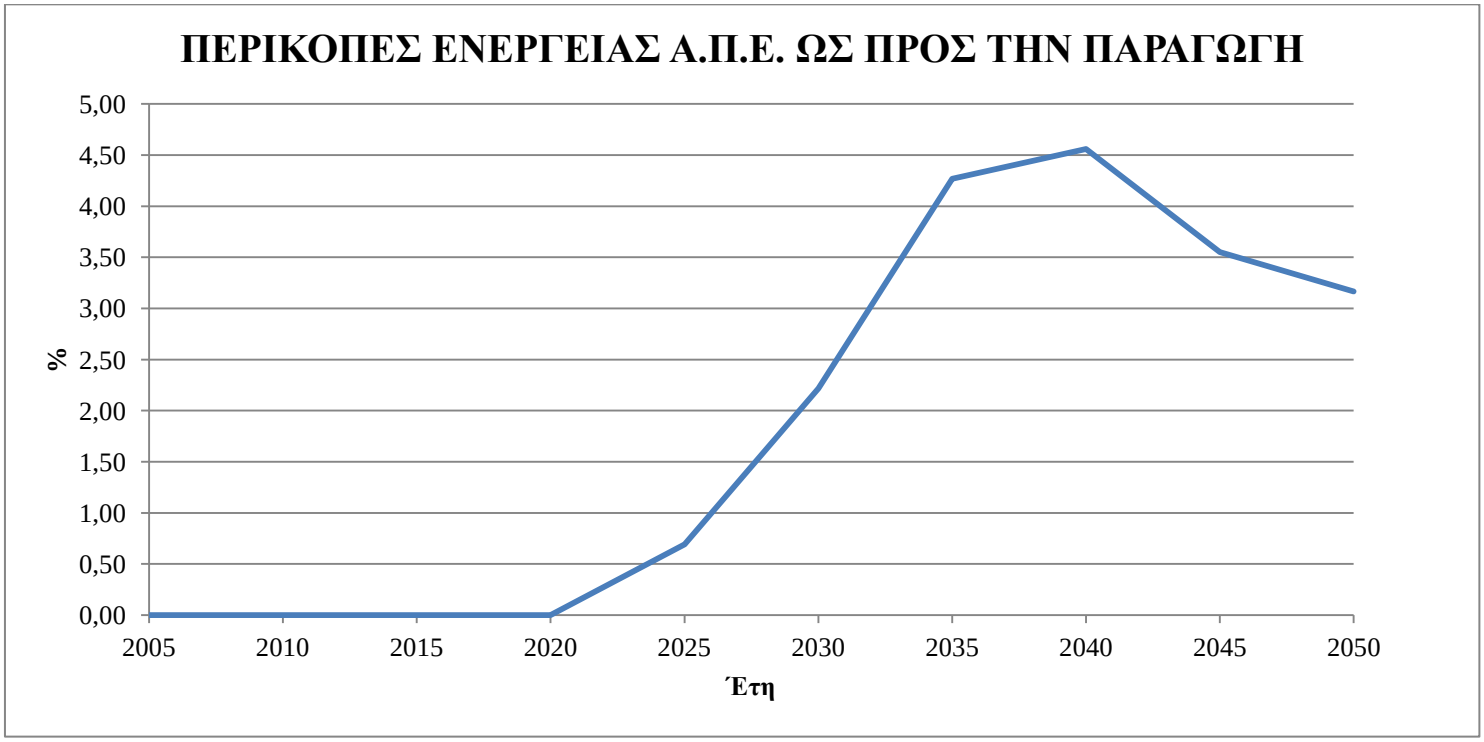


Σχήμα 3.10 Ετήσια παραγόμενη ενέργεια ανά μονάδα, για σύστημα με αποθήκευση μπαταριών-Σενάριο 1

Στον πίνακα 3.20 διακρίνουμε πως με το πέρασμα των ετών και την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των Α.Π.Ε. στο δίκτυο, η παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας παρουσιάζει συνεχώς ανοδική πορεία. Η ανοδική πορεία της παραγόμενης ανανεώσιμης ενέργειας συνοδεύεται από υψηλότερα ποσοστά περικοπών παραγωγής. Αυτό συμβαίνει όμως έως και το έτος 2040. Κατά την περίοδο 2045-2050, η παρουσία των μπαταριών στο υφιστάμενο δίκτυο προκαλεί μείωση των ποσοστών περικοπής. Παρατηρείται δηλαδή το φαινόμενο της αύξησης της ανανεώσιμης ενέργειας του δικτύου με ταυτόχρονη μείωση των ποσοστών περικοπής. Κατ' αυτό τον τρόπο ενισχύεται σημαντικά η διείσδυση των Α.Π.Ε. στο σύστημα. Στο σημείο αυτό αξίζει να τονίσουμε πως η πρώτη εμφάνιση των μπαταριών στο δίκτυο παρουσιάζεται το έτος 2040. Παρ' όλα αυτά, η πτωτική πορεία των ποσοστών περικοπής ξεκινά από το 2045 και έπειτα. Αυτό συμβαίνει διότι η επένδυση σε μπαταρίες το 2040 είναι πολύ μικρή (0,077 GW) συγκριτικά με τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών (9,85 GW) και των φωτοβολταϊκών του συστήματος κατά το ίδιο έτος (11,12 GW). Επομένως, είναι αδύνατο για τις μπαταρίες του 2040 να απορροφήσουν το σύνολο της πλεονάζουσας ανανεώσιμης ενέργειας και να προκαλέσουν μείωση των περικοπών. Τέλος να σημειώσουμε ότι κατά την περίοδο 2045-2050, τα ποσοστά των περικοπών παραγωγής είναι μικρότερα από τα αντίστοιχα ποσοστά του συστήματος χωρίς αποθήκευση (σενάριο 2), γεγονός που καταδεικνύει τη μεγάλη σημασία των μπαταριών στην αποδοτικότερη εκμετάλλευση της ανανεώσιμης ενέργειας ενός δικτύου.

Λειτουργία Συστήματος	Μονάδα	Εξεταζόμενα έτη									
		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Παραγωγή Α.Π.Ε (αιολικά+φ/β)	GWh	877	2593	7710	11800	15176	16041	23637	32571	40261	45555
Περικοπές Παραγωγής	GWh	0	0	0	0	105	355	1009	1485	1430	1443
Περικοπές/Παραγωγή	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,69	2,22	4,27	4,56	3,55	3,17

Πίνακας 3.20 Περικοπές ανανεώσιμης ενέργειας συγκριτικά με τη συνολική παραγωγή από Α.Π.Ε., για σύστημα με μπαταρίες-Σενάριο 1



Σχήμα 3.11 Περικοπές παραγωγής ενέργειας από Α.Π.Ε. ως ποσοστό της συνολικής παραγωγής από Α.Π.Ε., για σύστημα με αποθήκευση μπαταριών-Σενάριο 1

Οι συνολικές εκπομπές CO_2 που παρατηρούνται στο εν λόγω σύστημα ανέρχονται σε 260 εκατομμύρια τόνους. Το συνολικό κόστος ενός τέτοιου συστήματος ανέρχεται σε 13,317 δισεκατομμύρια ευρώ και όπως αναμενόταν, είναι χαμηλότερο από το κόστος του συστήματος που δεν περιλαμβάνει αποθηκευτικές μονάδες. (Η σύγκριση πραγματοποιείται με το σενάριο 2 του συστήματος χωρίς αποθήκευση). Καταλήγουμε λοιπόν στο συμπέρασμα πως η παρουσία των μπαταριών στο δίκτυο μειώνει τις περικοπές παραγωγής ενέργειας, συμβάλλει στην αύξηση της διείσδυσης των Α.Π.Ε. στο σύστημα και μειώνει το συνολικό κόστος του συστήματος.

3.2.3 Αποτελέσματα σεναρίου 2

Κατά τη μελέτη του δεύτερου σεναρίου πραγματοποιείται αύξηση των τιμών του κόστους δικαιωμάτων εκπομπής από το έτος 2035 και έπειτα, σε σχέση με το πρώτο σενάριο ενώ τα χρηματικά κίνητρα ενίσχυσης των Α.Π.Ε. και η ζήτηση ηλεκτρισμού των τελικών καταναλωτών παραμένουν ίδια. Στον πίνακα 3.21 που ακολουθεί, φαίνονται οι τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών, τα χρηματικά κίνητρα ενίσχυσης των Α.Π.Ε. που χρησιμοποιήθηκαν ανά έτος, καθώς και η ζήτηση ηλεκτρισμού των τελικών καταναλωτών.

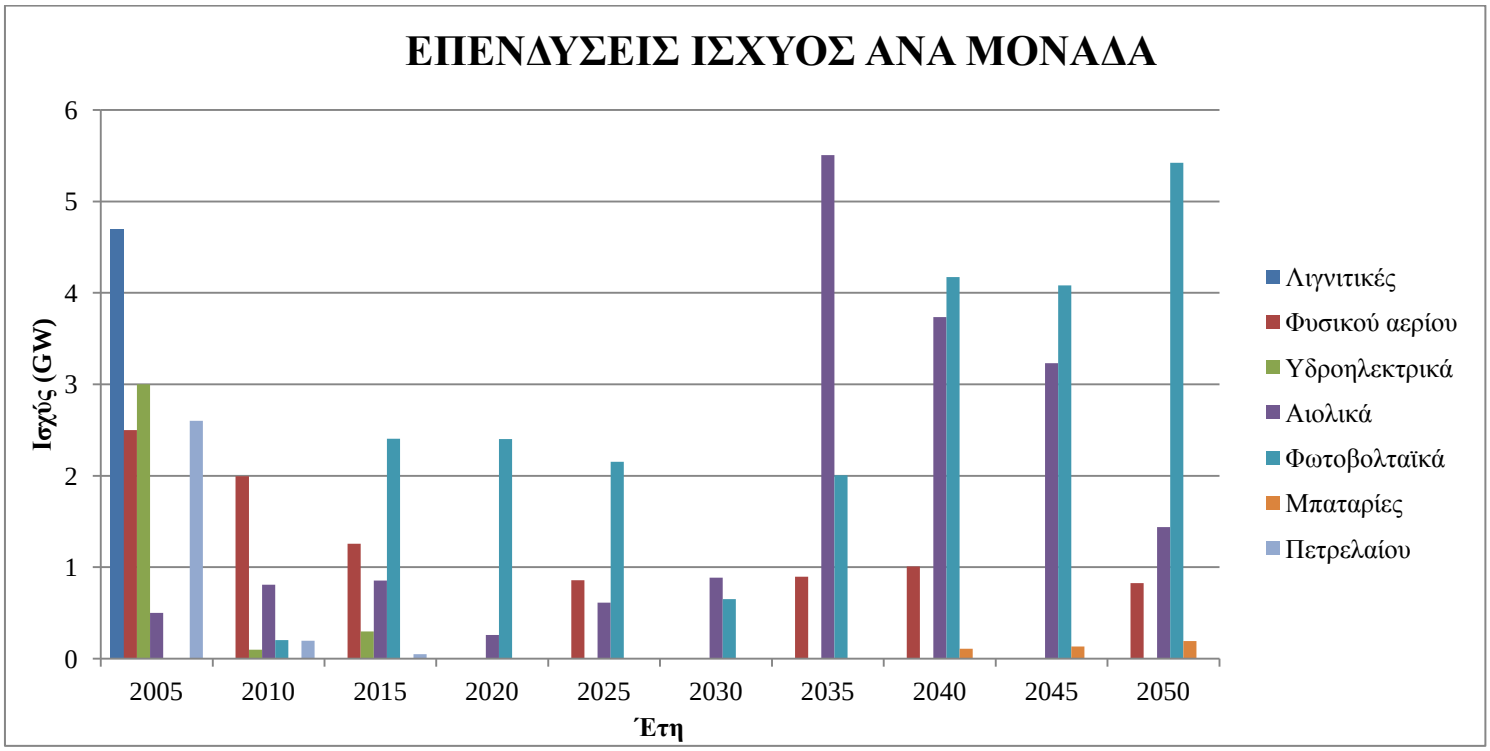
Δεδομένα Εισόδου										
Εξεταζόμενα Έτη	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Χρηματικό κίνητρο ενίσχυσης Α.Π.Ε. (€/kWh)	0	0	0,003	0,01	0,015	0,02	0,03	0,035	0,04	0,045
Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών (€/tn CO_2)	0	0	7,5	15	23,5	27	120	218	377	730
Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καταναλωτών (GWh)	58666	59049	56774	59054	56344	51295	56797	60045	63086	64038

Πίνακας 3.21 Δεδομένα εισόδου-Σενάριο 2

Στον πίνακα 3.22 παρουσιάζονται οι επενδύσεις των μονάδων ανά έτος μέχρι το τέλος της περιόδου εξέτασης. Η διαφορά με τα αποτελέσματα του πρώτου σεναρίου εντοπίζεται κατά κύριο λόγο στην εγκατεστημένη ισχύ των μπαταριών και των φωτοβολταϊκών. Παρατηρούμε λοιπόν πως οι επενδύσεις σε μπαταρίες κατά την περίοδο 2040-2050 είναι αυξημένες στο δεύτερο σενάριο σε σχέση με το πρώτο (0,43 GW έναντι 0,36 GW). Το γεγονός αυτό είναι αναμενόμενο αν αναλογιστούμε πως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών που βρίσκονται εν λειτουργία το 2050, στο δεύτερο σενάριο, ανέρχεται σε 16,32 GW έναντι 13,9 GW στο πρώτο σενάριο, ενώ συγχρόνως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών του ίδιου έτους παραμένει ίδια μεταξύ των δύο σεναρίων (13,9 GW). Η αύξηση στην εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών του δευτέρου σεναρίου προκαλεί αύξηση στην παραγόμενη ανανεώσιμη ενέργεια. Η ενέργεια αυτή χρησιμοποιείται αποδοτικά από το δίκτυο για την φόρτιση των μπαταριών που είναι ήδη εγκατεστημένες ή αποτελεί την αφορμή για εγκατάσταση νέων αποθηκευτικών μονάδων/μπαταριών, κάτι το οποίο συμβαίνει στην περίπτωσή μας. Φαίνεται επομένως ξεκάθαρα πως όσο μεγαλύτερη είναι η εγκατεστημένη ισχύς των Α.Π.Ε. στο δίκτυο, τόσο μεγαλύτερη είναι και η εγκατεστημένη ισχύς των μπαταριών, προκειμένου η περίσσεια ενέργειας να αποθηκεύεται και να μην περικόπτεται. Όπως αναφέραμε κατά την εξέταση του πρώτου σεναρίου, η διάρκεια ζωής των μπαταριών ισούται με 15 χρόνια, επομένως το 2050 καμία εγκατεστημένη μπαταρία δεν τίθεται εκτός λειτουργίας. Τέλος, η απαιτούμενη έκταση για την τοποθέτηση μπαταριών συνολικής ισχύος 0,43 GW ανέρχεται σε 20,17 στρέμματα.

Τύπος Μονάδας	Επενδύσεις Ισχύος (GW)									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Λιγνιτικές	4,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Φυσικού αερίου	2,50	1,99	1,26	0,00	0,86	0,00	0,89	1,01	0,00	0,82
Πετρελαίου	2,60	0,20	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Υδροηλεκτρικά	3,00	0,10	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Αιολικά	0,50	0,81	0,85	0,26	0,61	0,89	5,51	3,74	3,23	1,44
Φωτοβολταϊκά	0,001	0,20	2,40	2,40	2,15	0,65	2,00	4,17	4,08	5,42
Μπαταρίες	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,108	0,133	0,192

Πίνακας 3.22 Επενδύσεις μονάδων ανά έτος, για σύστημα με αποθήκευση μπαταριών-Σενάριο 2



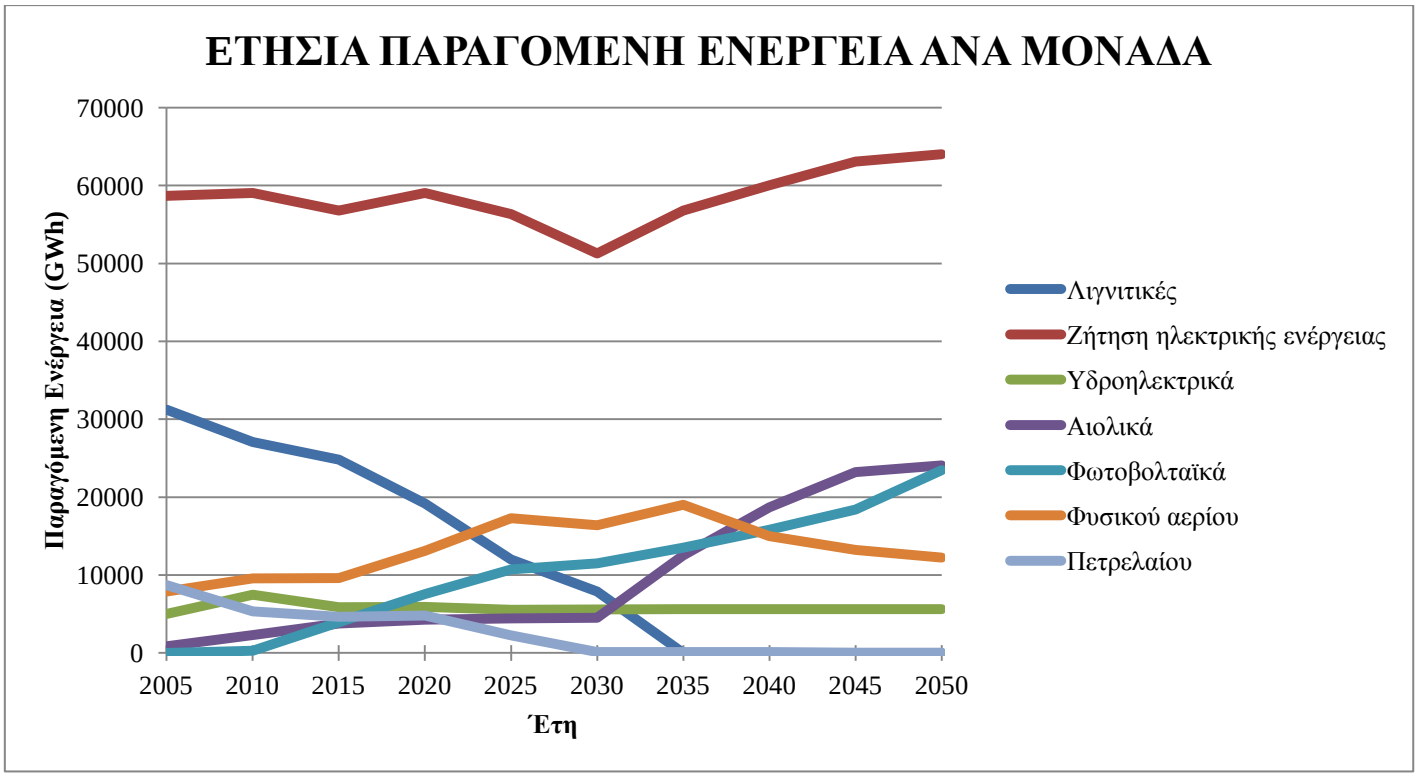
Σχήμα 3.12 Σχηματική απεικόνιση επενδύσεων ανά μονάδα, για σύστημα με αποθήκευση μπαταριών-Σενάριο 2

Ο πίνακας 3.23 περιλαμβάνει τη συνολική ενεργειακή παραγωγή των μονάδων καθώς και τις εισαγωγές ενέργειας που λαμβάνουν χώρα ανά έτος. Παρατηρούμε και πάλι πως η λιγνιτική παραγωγή εκλείπει από το υφιστάμενο σύστημα από το έτος 2035 και έπειτα. Η παραγωγή των μονάδων φυσικού αερίου μειώνεται σημαντικά από το έτος 2040 (έτος πρώτης εγκατάστασης μπαταριών στο δίκτυο) και μετά, σε επίπεδα χαμηλότερα από τα αντίστοιχα του πρώτου σεναρίου, λόγω της μεγαλύτερης δυναμικότητας των μονάδων αποθήκευσης/μπαταριών. Διακρίνουμε επίσης ότι με το πέρασμα των ετών, σημειώνεται αύξηση τόσο στην παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκά όσο και στην παραγωγή ενέργειας από αιολικές μονάδες. Τέλος, η διακύμανση των μεταβολών της εισαγόμενης ενέργειας από το 2040 και μετά,

ταυτίζεται με αυτή των μονάδων φυσικού αερίου. Πράγματι, από το έτος πρώτης εγκατάστασης μπαταριών στο δίκτυο και έπειτα, η εισαγόμενη ενέργεια ακολουθεί καθοδική πορεία, σε επίπεδα χαμηλότερα από τα αντίστοιχα του πρώτου σεναρίου.

Τύπος Μονάδας	Παραγόμενη Ενέργεια (GWh)									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Λιγνιτικές	31241	27064	24802	19206	11988	7903	0	0	0	0
Φυσικού αερίου	7875	9583	9613	13121	17304	16391	19005	14984	13248	12249
Πετρελαίου	8715	5341	4653	4822	2244	123	115	118	53	56
Υδροηλεκτρικά	5017	7460	5880	5901	5552	5578	5631	5618	5609	5607
Αιολικά	876	2289	3785	4259	4454	4528	12524	18676	23201	24081
Φωτοβολταϊκά	2	304	3925	7541	10722	11513	13509	15808	18413	23452
Εισαγωγές	4941	7008	4115	4205	4080	5259	6012	5898	5268	4746

Πίνακας 3.23 Ενεργειακή κατάσταση του συστήματος με αποθήκευση μπαταριών-Σενάριο 2



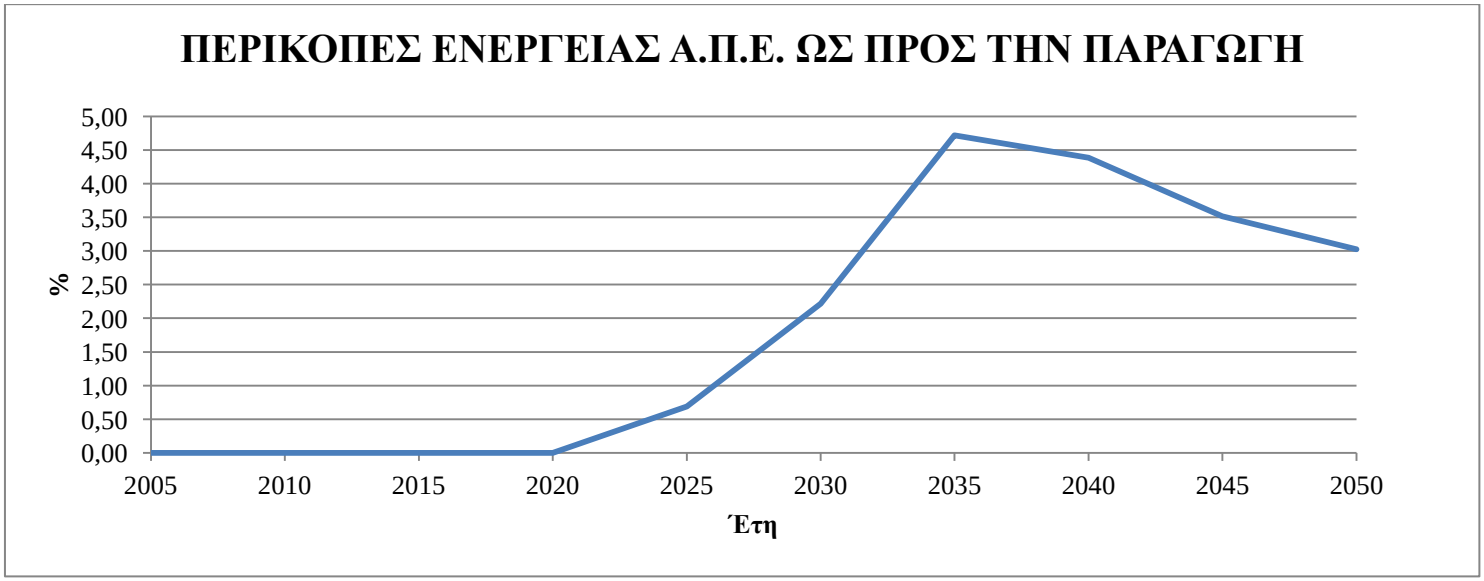
Σχήμα 3.13 Ετήσια παραγόμενη ενέργεια ανά μονάδα, για σύστημα με αποθήκευση μπαταριών-Σενάριο 2

Η διακύμανση των τιμών του δευτέρου σεναρίου, όσον αφορά την παραγωγή ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά και τα αιολικά του συστήματος καθώς και τις περικοπές, είναι παρόμοια με αυτή των τιμών του πρώτου σεναρίου. Η διαφορά έγκειται στο γεγονός πως πλέον, οι μπαταρίες που εγκαθίστανται στο δίκτυο το έτος

2040 (0,108 GW) είναι σε θέση να απορροφήσουν μεγαλύτερη ποσότητα πλεονάζουσας ανανεώσιμης ενέργειας και να προκαλέσουν μείωση των ποσοστών περικοπής, κάτι που δεν γινόταν με τις μπαταρίες του σεναρίου 1. Τα παραπάνω επιβεβαιώνονται από τον πίνακα 3.24 όπου παρατηρούμε ότι η παραγωγή ενέργειας από Α.Π.Ε. ακολουθεί αυξητική πορεία με το πέρασμα των ετών και τα ποσοστά των περικοπών αυξάνονται σταδιακά έως το έτος 2035, ενώ από εκεί και έπειτα μειώνονται σε χαμηλά επίπεδα, όπως ακριβώς και στο σενάριο 1. Οι υψηλότερες τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών του δευτέρου σεναρίου σε σχέση με το πρώτο, κατά την περίοδο 2035-2050, προκάλεσαν ακόμη μεγαλύτερη παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας. Η μεγαλύτερη παραγωγή «πράσινης ενέργειας» αποτέλεσε το κίνητρο για αύξηση των επενδύσεων σε αποθηκευτικές μονάδες/μπαταρίες με αποτέλεσμα τα ποσοστά των περικοπών της περιόδου 2040-2050 να είναι μικρότερα από τα αντίστοιχα του πρώτου σεναρίου. Εύλογα λοιπόν καταλήγουμε στο συμπέρασμα πως η αύξηση του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών σε ένα σύστημα ενισχύει την παραγωγή ενέργειας από Α.Π.Ε., σε βάρος της λιγνιτικής και της παραγωγής από μονάδες φυσικού αερίου, αυξάνει την εγκατεστημένη ισχύ των αποθηκευτικών μονάδων, εν προκειμένω των μπαταριών και μειώνει σε μεγάλο βαθμό τις περικοπές παραγωγής ενέργειας.

Λειτουργία Συστήματος	**Μονάδα**	**Εξεταζόμενα έτη**									
		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Παραγωγή Α.Π.Ε (αιολικά+φ/β)	GWh	877	2593	7710	11800	15176	16041	26033	34484	41614	47534
Περικοπές Παραγωγής	GWh	0	0	0	0	105	355	1228	1512	1463	1438
Περικοπές/Παραγωγή	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,69	2,22	4,72	4,39	3,52	3,02

Πίνακας 3.24 Περικοπές ανανεώσιμης ενέργειας συγκριτικά με τη συνολική παραγωγή από Α.Π.Ε., για σύστημα με μπαταρίες-Σενάριο 2

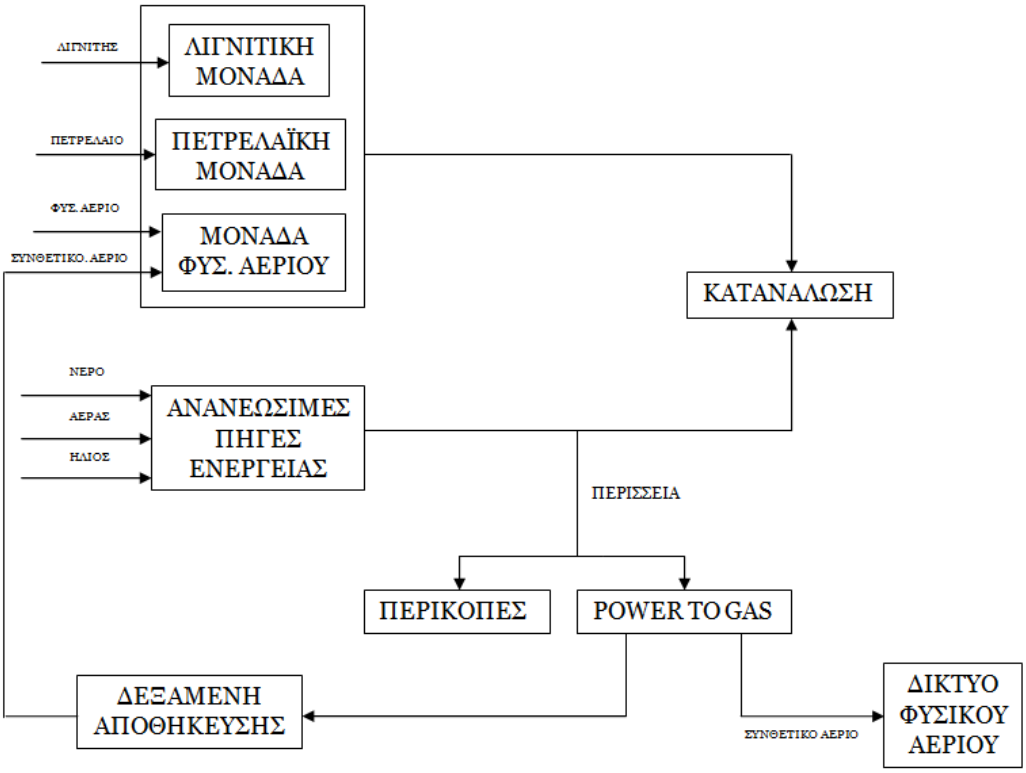


Σχήμα 3.14 Περικοπές παραγωγής ενέργειας από Α.Π.Ε. ως ποσοστό της συνολικής παραγωγής από Α.Π.Ε., για σύστημα με αποθήκευση μπαταριών-Σενάριο 2

Οι συνολικές εκπομπές CO_2 που παρατηρούνται στο σύστημα του δευτέρου σεναρίου ανέρχονται σε 258 εκατομμύρια τόνους και όπως φαίνεται είναι λιγότερες από τις αντίστοιχες του σεναρίου 1. Το συνολικό κόστος ενός τέτοιου συστήματος ανέρχεται σε 13,384 δισεκατομμύρια ευρώ και όπως ήταν αναμενόμενο, είναι υψηλότερο από το κόστος του συστήματος του πρώτου σεναρίου. Αυτό συμβαίνει διότι οι αυξημένες τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών του δευτέρου σεναρίου επιβαρύνουν την παραγωγή των συμβατικών μονάδων, ενθαρρύνοντας συγχρόνως τις επενδύσεις σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και αποθηκευτικές μονάδες, το κόστος των οποίων είναι εξαιρετικά υψηλό.

3.3 Σύστημα αποθήκευσης με μονάδες Power to Gas (PtG)

3.3.1 Δεδομένα εισόδου (Σενάριο 1-2-3)



Σχήμα 3.15 Σχηματική απεικόνιση του τρόπου λειτουργίας ενός συστήματος με μονάδες PtG

Ο τρόπος λειτουργίας ενός συστήματος που περιλαμβάνει μονάδες αποθήκευσης Power to Gas, διαφέρει σημαντικά από ό,τι περιγράφτηκε μέχρι τώρα και είναι ο εξής: όταν οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας του δικτύου (φωτοβολταϊκά, αιολικά) έχουν τη δυνατότητα να παράγουν ενέργεια (ευνοϊκές καιρικές συνθήκες), η ενέργεια αυτή (που σε σύστημα χωρίς αποθήκευση περικόπτεται σε μεγάλο βαθμό) τροφοδοτεί τη μονάδα PtG, στην έξοδο της οποίας παράγεται συνθετικό αέριο. Ένα μέρος του παραγόμενου αερίου αποστέλλεται, με τη βοήθεια αγωγών, στο δίκτυο φυσικού

αερίου για την εξυπηρέτηση της ζήτησης σε συνθετικό αέριο των τελικών καταναλωτών. Το υπόλοιπο αποθηκεύεται σε δεξαμενές αποθήκευσης και εφόσον παραστεί ανάγκη κάλυψης μιας αιχμής φορτίου, χρησιμοποιείται ως καύσιμο στις υφιστάμενες μονάδες φυσικού αερίου. Η διαφορά του συνθετικού από το φυσικό αέριο έγκειται στο γεγονός πως το πρώτο είναι καθαρό καύσιμο και δεν παράγει CO_2 κατά την καύση του (για την ακρίβεια εκλύεται τόσο CO_2 κατά την καύση του, όσο δεσμεύεται κατά την σύνθεσή του), επομένως δεν επιβαρύνεται με το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών. Με μια πρώτη ματιά, είναι οικονομικά προτιμότερη η καύση συνθετικού αερίου, παρ' όλα αυτά πρέπει να λάβουμε υπόψη μας και τα κόστη εγκατάστασης και λειτουργίας μια μονάδας PtG. Για το σκοπό αυτό αξίζει να αναφέρουμε πως μια μονάδα PtG αποτελείται από έναν ηλεκτρολύτη και έναν μεθανοποιητή. Ο ηλεκτρολύτης απορροφά στην είσοδό του ηλεκτρική ενέργεια και πραγματοποιεί ηλεκτρόλυση του νερού προς παραγωγή H_2. Στη συνέχεια, ο μεθανοποιητής παραλαμβάνει το παραγόμενο H_2 το οποίο αντιδρά με CO_2 σύμφωνα με την εξίσωση Sabatier που περιγράφτηκε στην ενότητα 2.2.3. Το αποτέλεσμα της αντίδρασης αυτής είναι η παραγωγή συνθετικού αερίου.

Στους πίνακες 3.25, 3.26, 3.27 και 3.28 που ακολουθούν, παρουσιάζονται τα σύνολα (sets), οι σταθερές (scalars), οι παράμετροι (parameters) καθώς και οι μεταβλητές (variables) που χρησιμοποιήθηκαν για τη μοντελοποίηση ενός συστήματος με μονάδες PtG.

Όνομα Συνόλου (sets)	**Σημασία Συνόλου**	**Τι Περιλαμβάνει**
i	Σύνολο μονάδων	Λιγνιτικές, Φυσικού αερίου, Πετρελαίου, Υδροηλεκτρικά, Αιολικά, Φωτοβολταϊκά, Power to Gas, Δεξαμενή αποθήκευσης
elecun(i)	Μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού	Λιγνιτικές, Φυσικού αερίου, Πετρελαίου, Υδροηλεκτρικά, Αιολικά, Φωτοβολταϊκά
funits(i)	Μονάδες παραγωγής που χρησιμοποιούν καύσιμο	Λιγνιτικές, Φυσικού αερίου, Πετρελαίου, Υδροηλεκτρικά
thunits(i)	Θερμικές μονάδες	Λιγνιτικές, Φυσικού αερίου, Πετρελαίου
res(i)	Α.Π.Ε. δικτύου	Αιολικά, Φωτοβολταϊκά, Υδροηλεκτρικά
curtres(i)	Α.Π.Ε. που υφίστανται περικοπές παραγωγής	Αιολικά, Φωτοβολταϊκά
wres(i)	-	Υδροηλεκτρικά
gasun(i)	-	Μονάδες φυσικού αερίου
r,j	Εξεταζόμενα έτη	2005, 2010,...,2045, 2050
k	Εξεταζόμενες ώρες (τυπικές μέρες)	1, 2, 3,...,191, 192
kin(k)	Πρώτες ώρες εξεταζόμενων ημερών	1, 25, 49, 73, 97, 121, 145, 169
storcycle(k)	Τελευταίες ώρες εξεταζόμενων ημερών	24, 48, 72, 96, 120, 144, 168, 192
q	Αριθμός εισαγωγής ισχύος	1, 2,...,4, 5
lev	Επίπεδα επενδύσεων	1, 2, 3,...,19, 20
storun	Μονάδες αποθήκευσης	Power to Gas
store	-	Δεξαμενή αποθήκευσης
f	Χρησιμοποιούμενα καύσιμα	Λιγνίτης, Φυσικό αέριο, Συνθετικό αέριο, Νερό, Πετρέλαιο
inelecf(f)	Αρχικά καύσιμα	Λιγνίτης, Φυσικό αέριο, Νερό, Πετρέλαιο
fossf(f)	Ορυκτά καύσιμα	Λιγνίτης, Φυσικό αέριο, Πετρέλαιο
renf(f)	Ανανεώσιμα καύσιμα	Συνθετικό αέριο

Πίνακας 3.25 Παρουσίαση χρησιμοποιούμενων συνόλων σε σύστημα με μονάδες PtG

Όνομα Σταθεράς (scalars)	Σημασία Σταθεράς	Μονάδα
curtprice	Κόστος περικοπής παραγόμενης ενέργειας	€/kWh
impe	Μέγιστο όριο εισαγόμενης ενέργειας	GWh
hinv	Μέγιστο όριο επενδύσεων σε υδροηλεκτρικά	GW
maxsngst	Μέγιστο όριο επενδύσεων σε δεξαμενές αποθήκευσης	GWh

Πίνακας 3.26 Παρουσίαση χρησιμοποιούμενων σταθερών σε σύστημα με μονάδες PtG

Όνομα Παραμέτρου (parameters)	Σημασία Παραμέτρου	Μονάδα
$\mathbf{surv_{i,j,r}}$ (1)	Πίνακας που διασφαλίζει πως όταν μια μονάδα ολοκληρώσει το χρόνο ζωής της τίθεται εκτός λειτουργίας	
$\mathbf{mapf_{i,f}}$ (2)	Αντιστοίχηση μονάδων παραγωγής-καυσίμων	
$\mathbf{freq_k}$	Συχνότητα εμφάνισης ωρών τυπικών ημερών	-
$\mathbf{crf_i}$	Συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου επένδυσης μονάδων	-
$\mathbf{df_j}$	Συντελεστής αναγωγής στο έτος βάσης	-
$\mathbf{imprice_q}$	Κόστος εισαγωγής ηλεκτρικής ισχύος	€/kWh
$\mathbf{fprice_{i,j}}$	Κόστος καυσίμου	€/kWh
$\mathbf{lcurve_{k,j}}$	Καμπύλη φορτίου ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ανά έτος	GW
$\mathbf{util_{i,k,r}}$	Συντελεστής χρησιμοποίησης μονάδας	-
$\mathbf{emfac_{i,j}}$	Συντελεστής εκπομπών CO_2	Mtn/GWh
$\mathbf{etsprice_j}$	Οικονομική επιβάρυνση λόγω εκπομπών CO_2	€/tn CO_2
$\mathbf{renval_j}$	Κίνητρο για την επένδυση σε Α.Π.Ε. ανά χρονιά	€/kWh
$\mathbf{techmin_i}$	Τεχνικά ελάχιστα μονάδων	-
$\mathbf{maxcaplev_{i,lev,j}}$	Μέγιστες επενδύσεις μονάδων ανά επίπεδο	GW
$\mathbf{relcostcaplev_{i,lev,j}}$	Μη γραμμικές καμπύλες κόστους	-
$\mathbf{heatrate_{i,r}}$	Θερμικός βαθμός απόδοσης	-
$\mathbf{maxf_{i,j}}$	Μέγιστο διαθέσιμο καύσιμο	GWh
$\mathbf{capcost_{i,r}}$	Κεφαλαιουχικό κόστος μονάδων	€/kW
$\mathbf{lcurvesng_{k,j}}$	Καμπύλη φορτίου ζήτησης συνθετικού αερίου (από το δίκτυο φυσικού αερίου) ανά έτος	GW
$\mathbf{varcost_{i,r}}$	Μεταβλητό κόστος μονάδων Power to Gas	€/kWh
$\mathbf{capcostank_{i,r}}$	Κεφαλαιουχικό κόστος δεξαμενής αποθήκευσης	€/kWh

Πίνακας 3.27 Παρουσίαση χρησιμοποιούμενων παραμέτρων σε σύστημα με μονάδες PtG

Όνομα Μεταβλητής (variables)	Σημασία Μεταβλητής	Μονάδα
$\mathbf{P_{i,r,k,j}}$	Παραγόμενη ισχύς	GW
$\mathbf{INV_{i,r}}$	Επενδύσεις μονάδων	GW
$\mathbf{IMP_{q,k,j}}$	Εισαγωγές ισχύος	GW
$\mathbf{CURT_{i,k,j}}$	Περικοπές παραγωγής ισχύος	GW
$\mathbf{CAP_{i,r,j}}$	Δυναμικότητα μονάδων	GW
$\mathbf{CAPOP_{i,r,k,j}}$	Λειτουργούσα ισχύς μονάδων	GW
$\mathbf{DCAP_{i,r,k,j}}$	Ισχύς μονάδων που δεν χρησιμοποιείται	GW
$\mathbf{INVLEV_{i,lev,j}}$	Επενδύσεις μονάδων ανά επίπεδο	GW
$\mathbf{P2GELC_{i,r,k,j}}$	Απαίτηση ηλεκτρικής ισχύος μονάδας PtG	GW
$\mathbf{FUELIN_{f,i,r,k,j}}$	Κατανάλωση καυσίμου	GW
$\mathbf{PRODP2G_{i,r,k,j}}$	Συνολική παραγωγή συνθετικού αερίου	GW
$\mathbf{PRODCCGT_{i,r,k,j}}$	Παραγωγή συνθετικού αερίου για κατανάλωση στις μονάδες φυσικού αερίου	GW
$\mathbf{PRODNET_{i,r,k,j}}$	Παραγωγή συνθετικού αερίου για αποστολή στο δίκτυο φυσικού αερίου	GW
$\mathbf{SNGCCGT_{k,j}}$	Συνθετικό αέριο που καίγεται στις μονάδες φυσικού αερίου	GWh
$\mathbf{SNGSTORED_{i,r,k,j}}$	Αποθηκευμένη ποσότητα συνθετικού αερίου	GWh
Z	Συνολικό κόστος συστήματος	εκατ. €

Πίνακας 3.28 Παρουσίαση χρησιμοποιούμενων μεταβλητών σε σύστημα με μονάδες PtG

(1) Βλέπε πίνακα 1 παραρτήματος

(2) Βλέπε πίνακα 4 παραρτήματος

Συνεχίζοντας την παρουσίαση του ενεργειακού συστήματος με δυνατότητα αποθήκευσης με μονάδες PtG, θα αναλύσουμε τις εξισώσεις που απαιτούνται για την ορθή λειτουργία του και την εξαγωγή αξιόλογων συμπερασμάτων. Όπως και στην περίπτωση των μπαταριών, μερικές από τις χρησιμοποιούμενες εξισώσεις είναι ίδιες με τις αντίστοιχες του συστήματος χωρίς αποθήκευση και για το λόγο αυτό θα επισημαίνονται με το σχόλιο «βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση».

<u>Αντικειμενική συνάρτηση (εκατομμύρια €)</u>

$$\mathbf{Cost} = \sum_{j} \{ \mathbf{df_j} \cdot [\sum_{i \in elecun} (\mathbf{crf_i} \cdot \sum_{r \le j} (\mathbf{capcost_{i,r}} \cdot \mathbf{INV_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}})) +$$

$$+ \sum_{i \in curtres} (\mathbf{crf_i} \cdot \sum_{lev} \sum_{r \le j} (\mathbf{INVLEV_{i,lev,r}} \cdot \mathbf{capcost_{i,r}} \cdot (\mathbf{relcostcaplev_{i,lev,r}} - \mathbf{1}) \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}})) +$$

$$+ \sum_{i \in thunits} \sum_{r \le j} ((\mathbf{fprice_{i,j}} \cdot \sum_{k} \sum_{f \in fossf} (\mathbf{FUELIN_{f,i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}})) +$$

$$+ \mathbf{emfac_{i,r}} \cdot \mathbf{etsprice_j} \cdot \sum_{k} \sum_{f \in fossf} (\mathbf{FUELIN_{f,i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}})) +$$

$$+ \sum_{k} \sum_{q} (\mathbf{IMP_{q,k,j}} \cdot \mathbf{imprice_q} \cdot \mathbf{freq_k}) +$$

$$+ \mathbf{crf_i} \cdot \sum_{\substack{r \le j \\ i \in storun}} (\mathbf{capcost_{i,r}} \cdot \mathbf{INV_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}) +$$

$$+ \sum_{k} \sum_{\substack{r \le j \\ i \in storun}} (\mathbf{PRODP2G_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \cdot \mathbf{varcost_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}) +$$

$$+ \mathbf{crf_i} \cdot \sum_{\substack{r \le j \\ i \in store}} (\mathbf{capcostank_{i,r}} \cdot \mathbf{INV_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}) -$$

$$- \mathbf{renval_j} \cdot \sum_{i \in res} \sum_{k} \sum_{r \le j} (\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}})] \}$$

Στόχος της αντικειμενικής συνάρτησης του μοντέλου αποθήκευσης με μονάδες PtG, όπως και στα συστήματα που αναλύθηκαν στις προηγούμενες ενότητες, είναι η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους του. Το συνολικό κόστος μπορεί να διακριθεί σε δύο τμήματα: το κόστος που αφορά τις βασικές μονάδες παραγωγής του συστήματος και τη λειτουργία τους και το κόστος που αφορά την εγκατάσταση και λειτουργία των μονάδων Power to Gas. Όσον αφορά το πρώτο, αυτό αποτελείται από

το κόστος εγκατάστασης των μονάδων παραγωγής (συμβατικών και μη), ένα επιπλέον κόστος που σχετίζεται με τα επίπεδα των επενδύσεων σε Α.Π.Ε., το κόστος καυσίμου για τις μονάδες που χρησιμοποιούν καύσιμο, το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών που διαμορφώνεται ανάλογα με την καθαρότητα του καυσίμου, το κόστος της εισαγόμενης ενέργειας, το κόστος των περικοπών παραγωγής ενέργειας από Α.Π.Ε. και τέλος το όφελος που προκύπτει από την πολιτικής ενίσχυσης των Α.Π.Ε.. Όσον αφορά το δεύτερο, αυτό αποτελείται από το κόστος εγκατάστασης των μονάδων PtG, ένα μεταβλητό κόστος που σχετίζεται με τη λειτουργία των μονάδων PtG και τέλος το κόστος εγκατάστασης των δεξαμενών αποθήκευσης του παραγόμενου συνθετικού αερίου.

<u>Ισορροπία παραγωγής-ζήτησης (GW)</u>

$$\sum_{\mathbf{q}}\left(\mathbf{IMP_{q,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k}\right) + \sum_{\mathbf{i \in elecun}} \sum_{\mathbf{r \leq j}} \left(\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}\right) - \sum_{\substack{\mathbf{r \leq j} \\ \mathbf{i \in storun}}} \left(\mathbf{P2GELC_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}\right) = \mathbf{lcurve_{k,j}} * \mathbf{freq_k} \quad \forall \mathbf{k}, \forall \mathbf{j}$$

Η παραπάνω εξίσωση διασφαλίζει πως η συνολική παραγόμενη ενέργεια των μονάδων σε συνδυασμό με την εισαγόμενη ενέργεια, εάν αφαιρεθεί το ποσό της ενέργειας που τροφοδοτεί τις μονάδες PtG, είναι σε θέση να εξυπηρετήσουν τη ζήτηση ηλεκτρισμού των τελικών καταναλωτών.

<u>Δυναμικότητα μονάδων παραγωγής (GW)</u>

$$\mathbf{CAP_{i,r,j}} = \mathbf{INV_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}} \quad \forall \mathbf{i} \in \mathbf{elecun}, \forall \mathbf{r} \leq \mathbf{j}, \forall \mathbf{j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

<u>Περικοπή παραγωγής ισχύος Α.Π.Ε. (GW)</u>

$$\mathbf{CURT_{i,k,j}} = \sum_{\mathbf{r \leq j}}\left(\mathbf{CAP_{i,r,j}} \cdot \mathbf{util_{i,k,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}\right) - \sum_{\mathbf{r \leq j}}\left(\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}\right) \quad \forall \mathbf{i} \in \mathbf{curtres}, \forall \mathbf{k}, \forall \mathbf{j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

<u>Ισχύς θερμικών μονάδων (GW)</u>

$$\mathbf{CAP_{i,r,j}} = \mathbf{CAPOP_{i,r,k,j}} + \mathbf{DCAP_{i,r,k,j}} \quad \forall \mathbf{i} \in \mathbf{thunits}, \forall \mathbf{r} \leq \mathbf{j}, \forall \mathbf{k}, \forall \mathbf{j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Τεχνικά ελάχιστα μονάδων (GW)

$$\mathbf{P_{i,r,k,j} \geq techmin_i \cdot CAPOP_{i,r,k,j} \quad \forall k, \forall(i,j,r):\ surv_{i,j,r},\ i \in thunits,\ r \leq j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστο όριο επενδύσεων ανά επίπεδο (GW)

$$\mathbf{maxcaplev_{i,lev,j} \geq INVLEV_{i,lev,j} \quad \forall i \in curtres, \forall lev, \forall j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Συνολικές επενδύσεις (GW)

$$\mathbf{\sum_{lev} INVLEV_{i,lev,j} = \sum_{r \leq j} (INV_{i,r} \cdot surv_{i,j,r}) \quad \forall i \in curtres, \forall j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστη δυνατή παραγωγή μονάδων (GW)

$$\mathbf{P_{i,r,k,j} \leq \left(\underset{i \in res}{CAP_{i,r,j}} + \underset{i \in thunits}{CAPOP_{i,r,k,j}} \right) \cdot util_{i,k,r} \quad \forall k, \forall(j,r): surv_{i,j,r}, r \leq j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστο όριο επενδύσεων υδροηλεκτρικών (GW)

$$\mathbf{\sum_{r \leq j} (CAP_{i,r,j} \cdot surv_{i,j,r}) \leq hinv \quad \forall i \in wres, \forall j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστο όριο χρησιμοποιούμενου καυσίμου (GWh)

$$\mathbf{\sum_{k} \sum_{r \leq j} \sum_{f \in inelecf} (FUELIN_{f,i,r,k,j} \cdot freq_k \cdot surv_{i,j,r}) \leq maxf_{i,j} \quad \forall i \in funits, \forall j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστο όριο εισαγόμενης ενέργειας (GWh)

$$\sum_{k}\sum_{q}\left(\mathbf{IMP_{q,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k}\right) \leq \mathbf{impe} \quad \forall \mathbf{j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Ισορροπία εισόδου/εξόδου μονάδων (GWh)

$$\sum_{(i,f)\in \mathbf{mapf_{i,f}}} \mathbf{FUELIN_{f,i,r,k,j}} = \mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{heatrate_{i,r}} \quad \forall \mathbf{k}, \forall(\mathbf{i},\mathbf{j},\mathbf{r}): \mathbf{surv_{i,j,r}}, \mathbf{i} \in \mathbf{funits}, \mathbf{r} \leq \mathbf{j}$$

Η εξίσωση αυτή συσχετίζει την ποσότητα καυσίμου που εισέρχεται για καύση σε μια μονάδα του συστήματος, με την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια της μονάδας. Με άλλα λόγια, υποθέτουμε πως η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από μια GWh καυσίμου, είναι η μέγιστη δυνατή (καίγεται όλη η ποσότητα καυσίμου και παράγεται τόση ηλεκτρική ενέργεια όση αναμενόταν βάσει των προδιαγραφών).

Μέγιστο όριο απορροφούμενης ηλεκτρικής ισχύος για τις μονάδες PtG (GW)

$$\mathbf{P2GELC_{i,r,k,j}} \leq \mathbf{INV_{i,r}} \quad \forall \mathbf{k}, \forall(\mathbf{i},\mathbf{j},\mathbf{r}): \ \mathbf{surv_{i,j,r}}, \mathbf{i} \in \mathbf{storun}, \mathbf{r} \leq \mathbf{j}$$

Η παραπάνω εξίσωση διασφαλίζει πως η μέγιστη ισχύς που μπορεί να δεχθεί στην είσοδό της μια μονάδα PtG, πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση της ονομαστικής ισχύος της μονάδας PtG που εγκαθίσταται.

Ισορροπία εισόδου/εξόδου μονάδων PtG (GW)

$$\mathbf{PRODP2G_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{heatrate_{i,r}} = \mathbf{P2GELC_{i,r,k,j}} \quad \forall \mathbf{k}, \forall(\mathbf{i},\mathbf{j},\mathbf{r}): \mathbf{surv_{i,j,r}}, \mathbf{i} \in \mathbf{storun}, \mathbf{r} \leq \mathbf{j}$$

Η εξίσωση αυτή συσχετίζει την ηλεκτρική ισχύ που εισέρχεται σε μια μονάδα PtG, με την ισχύ του συνθετικού αερίου στην έξοδο της μονάδας. Υποθέτουμε δηλαδή πως η ηλεκτρική ισχύς εισόδου της μονάδας μετατράπηκε εξ ολοκλήρου (σύμφωνα πάντα με τον βαθμό απόδοσης της μονάδας) σε ισχύ συνθετικού αερίου στην έξοδο, χωρίς να προκύψουν επιπλέον απώλειες κατά τη διάρκεια της μετατροπής.

Συνιστώσες παραγόμενου συνθετικού αερίου (GW)

$$\mathbf{PRODP2G_{i,r,k,j}} = \mathbf{PRODNET_{i,r,k,j}} + \mathbf{PRODCCGT_{i,r,k,j}} \quad \forall \mathbf{k}, \forall(\mathbf{i},\mathbf{j},\mathbf{r}): \mathbf{surv_{i,j,r}}, \mathbf{i} \in \mathbf{storun}, \mathbf{r} \leq \mathbf{j}$$

Η συνολική ισχύς του παραγόμενου συνθετικού αερίου στην έξοδο της μονάδας PtG προορίζεται να εξυπηρετήσει κατά κύριο λόγο τη ζήτηση συνθετικού αερίου που

προέρχεται από το δίκτυο φυσικού αερίου και κατά δεύτερον να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο στις υφιστάμενες μονάδες φυσικού αερίου.

<u>Ικανοποίηση ζήτησης συνθετικού αερίου από το δίκτυο φυσικού αερίου (GWh)</u>

$$\sum_{\substack{r \le j \\ i \in storun}} \left(\mathbf{PRODNET_{i,r,k,j} \cdot freq_k \cdot surv_{i,j,r}}\right) = \mathbf{lcurvesng_{k,j} \cdot freq_k} \quad \forall \mathbf{k}, \forall \mathbf{j}$$

Η παραπάνω εξίσωση διασφαλίζει πως οι μονάδες PtG που λειτουργούν στο σύστημα, είναι επιφορτισμένες με την κάλυψη, κατά προτεραιότητα, της ζήτησης συνθετικού αερίου από το δίκτυο φυσικού αερίου.

<u>Το συνθετικό αέριο ως καύσιμο των μονάδων φυσικού αερίου (GWh)</u>

$$\mathbf{SNGCCGT_{k,j}} = \sum_{\substack{r \le j \\ i \in gasun \\ f \in renf}} \left(\mathbf{FUELIN_{f,i,r,k,j} \cdot freq_k \cdot surv_{i,j,r}}\right) \quad \forall \mathbf{k}, \forall \mathbf{j}$$

Η παραπάνω εξίσωση διασφαλίζει πως η ποσότητα συνθετικού αερίου που καίγεται στις μονάδες φυσικού αερίου είναι ακριβώς ίση με τη συνολική διαθέσιμη ποσότητα συνθετικού αερίου στην είσοδο των μονάδων φυσικού αερίου (δεν υπάρχουν απώλειες).

<u>Κατάσταση δεξαμενών αποθήκευσης (GWh)</u>

$$\sum_{\substack{r \le j \\ i \in store}} \left(\mathbf{SNGSTORED_{i,r,k,j} \cdot surv_{i,j,r}}\right) = \sum_{\substack{r \le j \\ i \in store}} \left(\mathbf{SNGSTORED_{i,r,k-1,j} \cdot surv_{i,j,r}}\right) +$$

$$+ \sum_{\substack{r \le j \\ i \in storeun}} \left(\mathbf{PRODCCGT_{i,r,k,j} \cdot freq_k \cdot surv_{i,j,r}}\right) - \mathbf{SNGCCGT_{k,j}} \quad \forall \mathbf{k}, \forall \mathbf{j}$$

Η συνολική ποσότητα συνθετικού αερίου που βρίσκεται αποθηκευμένη στις δεξαμενές αποθήκευσης κάθε ώρα ισούται με την ποσότητα συνθετικού αερίου που ήταν αποθηκευμένη κατά την προηγούμενη ώρα, εάν προσθέσουμε τη νέα παραγόμενη ποσότητα συνθετικού αερίου κατά την τρέχουσα ώρα και αφαιρέσουμε την ποσότητα συνθετικού αερίου που καταλήγει στην είσοδο των μονάδων φυσικού αερίου για καύση επίσης κατά την τρέχουσα ώρα.

<u>Μέγιστη ποσότητα συνθετικού αερίου που μπορεί να καταναλωθεί από τις μονάδες φυσικού αερίου (GWh)</u>

$$\mathbf{SNGCCGT_{k,j}} \leq \sum_{\substack{r \leq j \\ i \in store}} \left(\mathbf{SNGSTORED_{i,r,k-1,j}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}\right) \quad \forall \mathbf{k}, \forall \mathbf{j}$$

Όπως προκύπτει από την περιγραφή του προβλήματος, η συνολική παραγόμενη ποσότητα συνθετικού αερίου που προορίζεται για καύση στις μονάδες φυσικού αερίου αρχικά αποθηκεύεται. Κατά συνέπεια συμπεραίνουμε πως η μέγιστη ποσότητα συνθετικού αερίου που μπορεί να καεί στις μονάδες φυσικού αερίου σε μια δεδομένη ώρα είναι μικρότερη ή ίση με την ποσότητα συνθετικού αερίου που βρισκόταν αποθηκευμένη στις δεξαμενές αποθήκευσης στο τέλος της προηγούμενης ώρας.

<u>Άνω όριο αποθηκευμένης ποσότητας συνθετικού αερίου (GWh)</u>

$$\mathbf{SNGSTORED_{i,r,k,j}} \leq \mathbf{INV_{i,r}} \quad \forall \mathbf{k}, \forall (\mathbf{i}, \mathbf{j}, \mathbf{r}): \mathbf{surv_{i,j,r}},\ \mathbf{i} \in \mathbf{store},\ \mathbf{r} \leq \mathbf{j}$$

Η μέγιστη ποσότητα συνθετικού αερίου που μπορεί να αποθηκευτεί σε μια δεξαμενή αποθήκευσης περιορίζεται από τη μέγιστη χωρητικότητα της εξεταζόμενης δεξαμενής.

<u>Μέγιστο όριο επενδύσεων σε δεξαμενές αποθήκευσης (GWh)</u>

$$\sum_{\substack{j \\ i \in store}} \mathbf{INV_{i,j}} \leq \mathbf{maxsngst}$$

Οι συνολικές επενδύσεις σε δεξαμενές αποθήκευσης περιορίζονται από ένα άνω όριο που τίθεται εξωτερικά από τον εκάστοτε χρήστη, ανάλογα με τις απαιτήσεις του προβλήματος.

<u>Αποθηκευμένη ποσότητα συνθετικού αερίου κατά την έναρξη της κάθε εξεταζόμενης μέρας (GWh)</u>

$$\mathbf{SNGSTORED_{i,r,k,j}} = \mathbf{0} \quad \forall \mathbf{k} \in \mathbf{kin}, \forall (\mathbf{i}, \mathbf{j}, \mathbf{r}): \mathbf{surv_{i,j,r}},\ \mathbf{i} \in \mathbf{store},\ \mathbf{r} \leq \mathbf{j}$$

Υποθέτουμε πως οι δεξαμενές αποθήκευσης συνθετικού αερίου είναι άδειες κατά την έναρξη της εκάστοτε εξεταζόμενης μέρας.

<u>Συνθετικό αέριο που καίγεται στις μονάδες φυσικού αερίου κατά την έναρξη της κάθε εξεταζόμενης μέρας (GWh)</u>

$$\mathbf{SNGCCGT_{k,j} = 0 \quad \forall k \in kin, \forall j}$$

Υποθέτουμε πως κατά την έναρξη της κάθε εξεταζόμενης μέρας, η ποσότητα συνθετικού αερίου που καίγεται στις μονάδες φυσικού αερίου είναι μηδενική.

<u>Κύκλοι αποθήκευσης (GWh)</u>

$$\sum_{k}^{storcycle} \sum_{\substack{r \le j \\ i \in store}} \left(\mathbf{SNGSTORED_{i,r,k,j} - SNGSTORED_{i,r,k-1,j}}\right) \cdot \mathbf{surv_{i,j,r} = 0 \quad \forall j}$$

Για το σύστημα που περιλαμβάνει μονάδες PtG υποθέτουμε εβδομαδιαίο κύκλο αποθήκευσης. Όμως, ο τρόπος θεώρησης του προβλήματος με τις 8 τυπικές ημέρες που ανά δύο συγκροτούν μια εποχή του χρόνου, ανάγει τον εβδομαδιαίο κύκλο αποθήκευσης σε ημερήσιο. Έτσι η παραπάνω εξίσωση διασφαλίζει πως κατά την τελευταία ώρα της κάθε εξεταζόμενης ημέρας, η συνολική αποθηκευμένη ποσότητα συνθετικού αερίου στις δεξαμενές του συστήματος είναι μηδενική, όση δηλαδή ήταν και κατά την πρώτη ώρα της εκάστοτε ημέρας.

3.3.2 Αποτελέσματα σεναρίου 1

Σε αντίθεση με ό,τι έχουμε εξετάσει έως τώρα, οι διαφορές μεταξύ των σεναρίων του συστήματος που περιλαμβάνει μονάδες PtG, εντοπίζονται τόσο στο κόστος δικαιωμάτων εκπομπής (ets price) όσο και στη ζήτηση συνθετικού αερίου από το δίκτυο φυσικού αερίου για την εξυπηρέτηση των τελικών καταναλωτών. Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας των καταναλωτών παραμένει ίδια με αυτή της ενότητας 3.1.3. Στον πίνακα 3.29 που ακολουθεί, παρουσιάζονται οι τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών, τα χρηματικά κίνητρα ενίσχυσης των Α.Π.Ε. που χρησιμοποιήθηκαν ανά έτος, η ζήτηση συνθετικού αερίου και η ζήτηση ηλεκτρισμού του πρώτου σεναρίου.

Δεδομένα Εισόδου										
Εξεταζόμενα Έτη	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Χρηματικό κίνητρο ενίσχυσης Α.Π.Ε. (€/kWh)	0	0	0,003	0,01	0,015	0,02	0,03	0,035	0,04	0,045
Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών (€/tn CO_2)	0	0	7,5	15	23,5	27	80	156	290	522
Ζήτηση συνθετικού αερίου (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	1070	4644	9498
Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καταναλωτών (GWh)	58666	59049	56774	59054	56344	51295	56797	60045	63086	64038

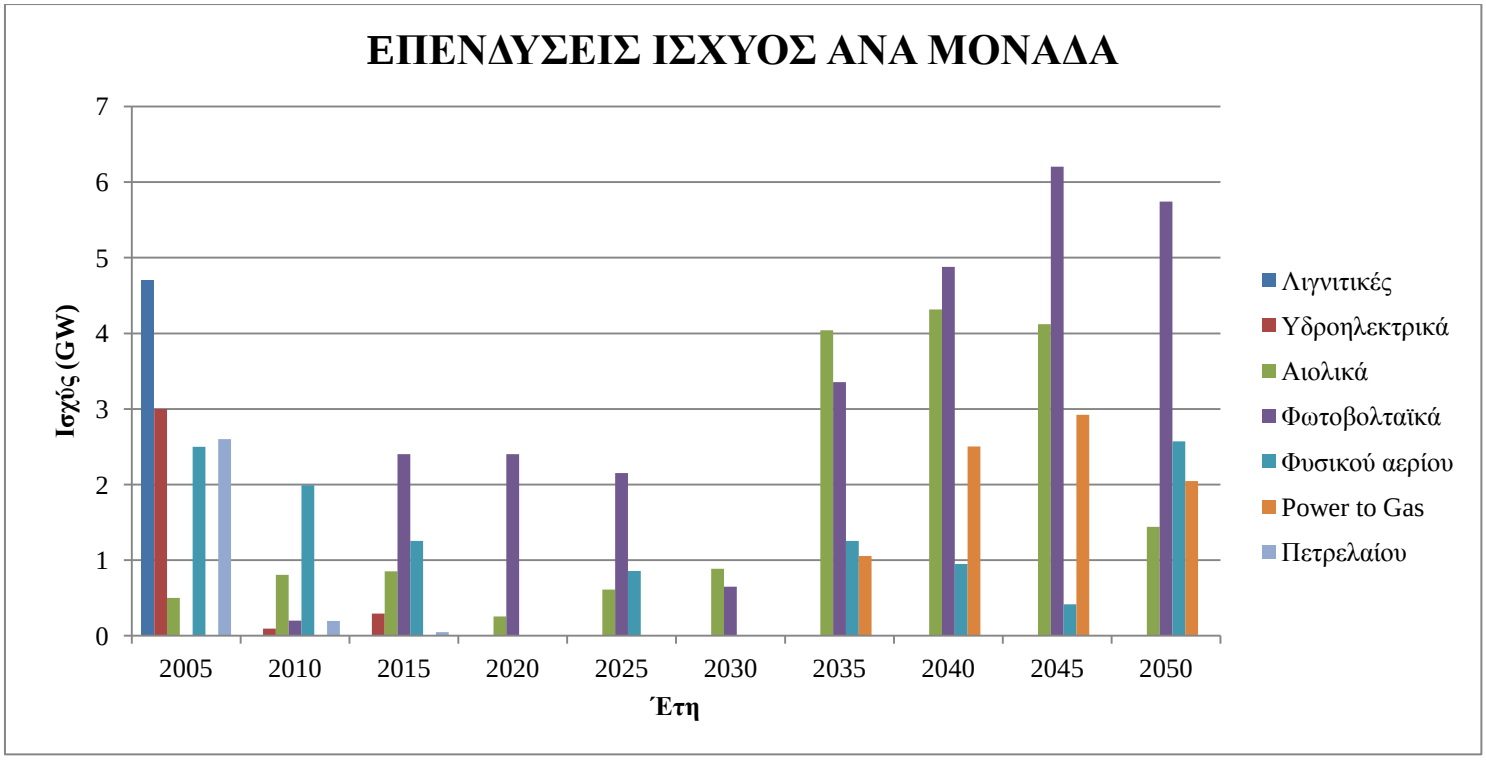
Πίνακας 3.29 Δεδομένα εισόδου-Σενάριο 1

Στον πίνακα 3.30 παρουσιάζονται οι επενδύσεις των μονάδων ανά έτος μέχρι το τέλος της περιόδου εξέτασης. Κατ' αρχήν παρατηρούμε πως δεν πραγματοποιούνται περαιτέρω επενδύσεις σε λιγνιτικές μονάδες, πέραν της αρχικής δυναμικότητάς τους, σε αντίθεση με τις μονάδες φυσικού αερίου. Έπειτα, διακρίνουμε ότι οι επενδύσεις των αιολικών και των φωτοβολταϊκών του συστήματος αυξάνονται σημαντικά με το πέρασμα των ετών, λόγω της ωρίμανσης της χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας και της γενικότερης μείωσης του κόστους εγκατάστασής τους. Η μεγάλη εγκατεστημένη ισχύς των Α.Π.Ε. συνάδει απόλυτα με τις επενδύσεις σε μονάδες PtG και σε μονάδες αποθήκευσης για τον εξής λόγο: όσο μεγαλύτερη είναι η διείσδυση των Α.Π.Ε. στο δίκτυο, τόσο μεγαλύτερη είναι η περίσσεια της ανανεώσιμης ενέργειας και κατά συνέπεια τόσο μεγαλύτερη είναι η ποσότητα ενέργειας που μπορούν να απορροφήσουν στην είσοδό τους οι μονάδες PtG. Το γεγονός αυτό προκαλεί αύξηση των επενδύσεων σε μονάδες PtG. Η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων PtG προκαλεί με τη σειρά της μεγαλύτερη παραγόμενη ποσότητα συνθετικού αερίου στην έξοδο των μονάδων PtG, η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο στις υφιστάμενες μονάδες φυσικού αερίου και να υποκαταστήσει το φυσικό αέριο. Επομένως, είναι απόλυτα αναμενόμενες οι επενδύσεις σε μονάδες PtG και σε δεξαμενές αποθήκευσης ιδιαίτερα κατά τα έτη όπου οι επενδύσεις σε Α.Π.Ε. είναι έντονες (2040, 2045). Να σημειώσουμε στο σημείο αυτό πως η διάρκεια ζωής μιας μονάδας PtG είναι 15 χρόνια ενώ η διάρκεια ζωής μιας δεξαμενής αποθήκευσης είναι 40 χρόνια.

Όπως σε όλα τα σενάρια που έχουμε εξετάσει μέχρι στιγμής, έτσι και εδώ, διακρίνουμε πως οι επενδύσεις σε πετρελαϊκές μονάδες υλοποιούνται μέχρι το 2015. Αυτό συμβαίνει διότι οι μονάδες πετρελαίου εξυπηρετούν τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας των νησιών, η οποία είναι αρκετά μικρότερη από την αντίστοιχη του διασυνδεδεμένου συστήματος και επομένως οι συγκεκριμένες επενδύσεις είναι αρκετές για το σκοπό αυτό. Τέλος, όσον αφορά του υδροηλεκτρικούς σταθμούς, γνωρίζουμε ότι διαθέτουν μεγάλη διάρκεια ζωής, δωρεάν καύσιμο (νερό) και είναι αρκετά ακριβοί (2500 €/kW), συνεπώς δεν κρίνονται απαραίτητες νέες επενδύσεις πέραν του έτους 2015.

Τύπος Μονάδας	**Επενδύσεις Ισχύος (GW)**									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Λιγνιτικές	4,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Φυσικού αερίου	2,50	1,99	1,26	0,00	0,86	0,00	1,25	0,95	0,42	2,57
Πετρελαίου	2,60	0,20	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Υδροηλεκτρικά	3,00	0,10	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Αιολικά	0,50	0,81	0,85	0,26	0,61	0,89	4,04	4,32	4,12	1,44
Φωτοβολταϊκά	0,001	0,20	2,40	2,40	2,15	0,65	3,36	4,88	6,20	5,74
Power to Gas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,05	2,51	2,92	2,05
Δεξαμενές αποθήκευσης (GWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	125,54	310,38	339,74	286,59

Πίνακας 3.30 Επενδύσεις μονάδων ανά έτος, για σύστημα με μονάδες PtG-Σενάριο 1



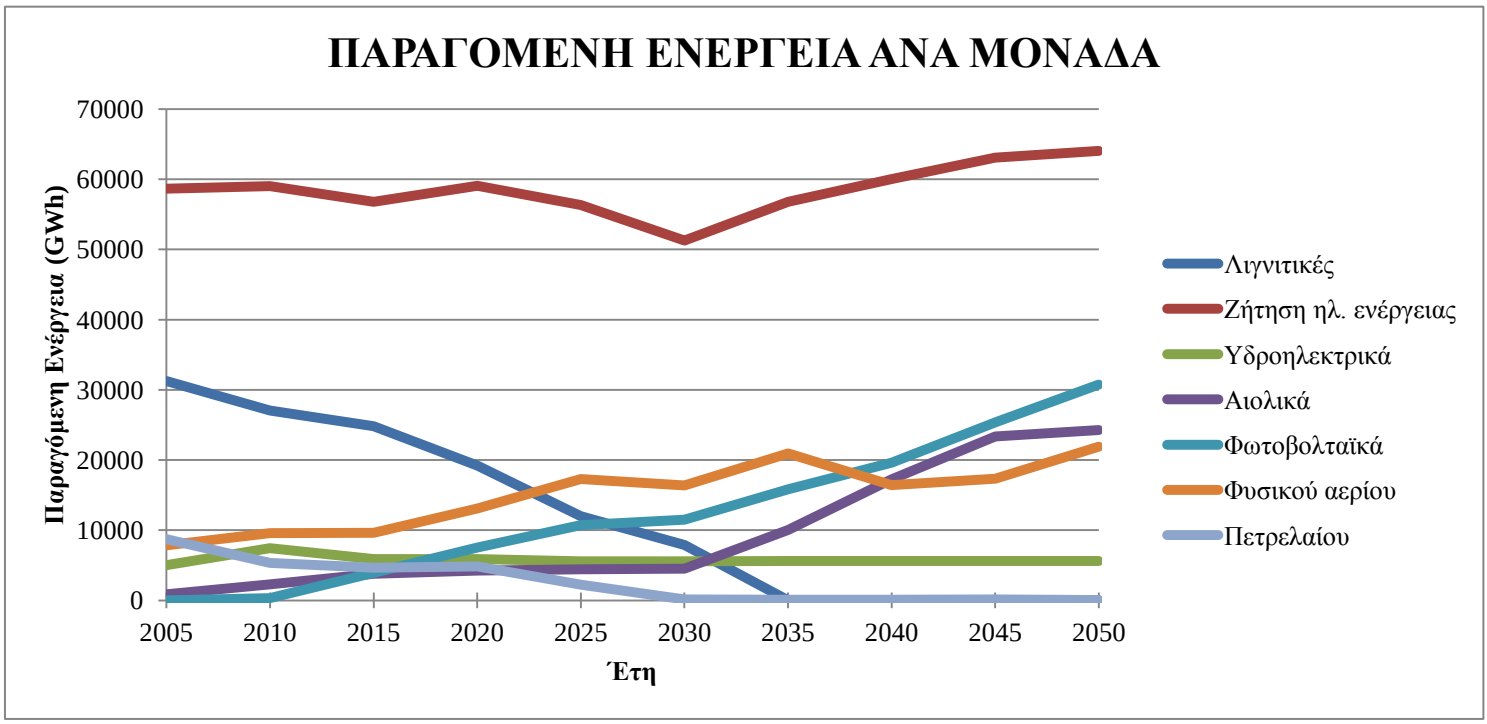
Σχήμα 3.16 Σχηματική απεικόνιση επενδύσεων ανά μονάδα και ανά έτος, για σύστημα με μονάδες PtG-Σενάριο 1

Ο πίνακας 3.31 περιλαμβάνει τη συνολική ενεργειακή παραγωγή των μονάδων και τις εισαγωγές ενέργειας που πραγματοποιούνται από τις γειτονικές χώρες προκειμένου να εξυπηρετηθεί η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας των τελικών καταναλωτών. Αξίζει να παρατηρήσουμε πως σε ένα ακόμα σενάριο, η λιγνιτική παραγωγή είναι μηδενική από το έτος 2035 και έπειτα. Η παρουσία των φωτοβολταϊκών και των αιολικών στο σύστημα είναι εξαιρετικά μεγάλη. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί εξακολουθούν να λειτουργούν στο μέγιστο των δυνατοτήτων τους καθ' όλη την περίοδο εξέτασης, όπως ακριβώς συμβαίνει σε όλα τα σενάρια που έχουμε αναλύσει μέχρι στιγμής.

Όπως περιγράφτηκε παραπάνω, η λειτουργία των μονάδων PtG ενισχύει την παραγωγή ενέργειας από τις μονάδες φυσικού αερίου, μέσω της καύσης του παραγόμενου συνθετικού αερίου. Παρατηρώντας λοιπόν τον πίνακα 3.31 διαπιστώνουμε πως το έτος 2050, όπου το σύστημα έχει λάβει την τελική του μορφή από άποψη επενδύσεων σε συμβατικές μονάδες, Α.Π.Ε. και αποθηκευτικές διατάξεις (μέγιστες δυνατές), η παραγωγή ενέργειας από τις μονάδες φυσικού αερίου παρουσιάζει τη μέγιστη τιμή της. Τέλος, η παραγωγή ενέργειας των πετρελαϊκών μονάδων κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα διότι, όπως αναφέραμε και παραπάνω, εξυπηρετεί τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας της νησιωτικής χώρας.

Τύπος Μονάδας	Παραγόμενη Ενέργεια (GWh)									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Λιγνιτικές	31241	27064	24802	19206	11988	7903	0	0	0	0
Φυσικού αερίου	7875	9583	9613	13121	17304	16391	20944	16407	17324	21890
Πετρελαίου	8715	5341	4653	4822	2244	123	115	118	127	56
Υδροηλεκτρικά	5017	7460	5880	5901	5552	5578	5631	5618	5609	5607
Αιολικά	876	2289	3785	4259	4454	4543	10027	17251	23352	24277
Φωτοβολταϊκά	2	304	3925	7541	10722	11498	15853	19601	25363	30769
Εισαγωγές	4941	7008	4115	4205	4080	5259	5017	5818	5459	5758

Πίνακας 3.31 Ενεργειακή κατάσταση του συστήματος με μονάδες PtG καθ' όλη την περίοδο εξέτασης-Σενάριο 1



Σχήμα 3.17 Ετήσια παραγόμενη ενέργεια ανά μονάδα σε σχέση με τη ζήτηση, για σύστημα με μονάδες PtG -Σενάριο 1

Εάν εξετάσουμε προσεκτικά τον πίνακα 3.32 διαπιστώνουμε κατ' αρχήν πως το χαμηλότερο ποσοστό περικοπών, από τη χρονιά που ξεκινάνε οι επενδύσεις σε μονάδες PtG (2035) και έπειτα, παρατηρείται το έτος 2050. Αυτό είναι αναμενόμενο καθώς το 2050 είναι το τελευταίο έτος της εξεταζόμενης περιόδου και το σύστημα έχει λάβει την τελική μορφή του. Με άλλα λόγια έχουν πραγματοποιηθεί όλες οι συμφέρουσες επενδύσεις για τη σωστή λειτουργία του συστήματος, με αποτέλεσμα οι μονάδες PtG να συνδυάζονται με τις Α.Π.Ε. με τον βέλτιστο τρόπο προκαλώντας μείωση των περικοπών στα ελάχιστα δυνατά επίπεδα. Έπειτα παρατηρούμε πως τα ποσοστά των περικοπών μειώνονται σταδιακά από το έτος 2035 και έπειτα. Το γεγονός αυτό βρίσκεται σε απόλυτη αντιστοιχία με την αναμενόμενη συμπεριφορά

του επιπέδου των περικοπών, παρουσία μονάδων αποθήκευσης στο δίκτυο. Πράγματι, παρατηρούμε πως όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων PtG στο σύστημα, τόσο μειώνονται τα ποσοστά περικοπής ενέργειας. Εξαίρεση αποτελεί το έτος 2035 όπου το ποσοστό των περικοπών είναι αυξημένο σε σχέση με αυτό του έτους 2030, παρά την παρουσία της αποθηκευτικής μονάδας. Η αύξηση αυτή οφείλεται στο γεγονός πως η εγκατεστημένη ισχύς της μονάδας PtG τους 2035 είναι εξαιρετικά χαμηλή (1,05 GW) συγκριτικά με τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών και των φωτοβολταϊκών του δικτύου κατά το έτος αυτό (16,76 GW). Κατά συνέπεια η μονάδα PtG δεν μπορεί να εκμεταλλευτεί αποδοτικά μεγάλο μέρος της περίσσειας ανανεώσιμης ενέργειας, η οποία αναγκαστικά περικόπτεται, αυξάνοντας έτσι το ποσοστό περικοπής.

Λειτουργία Συστήματος	**Μονάδα**	**Εξεταζόμενα έτη**									
		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Παραγωγή Α.Π.Ε (αιολικά+φ/β)	GWh	877	2593	7710	11800	15176	16041	25880	36852	48715	55046
Περικοπές Παραγωγής	GWh	0	0	0	0	105	355	850	693	664	714
Περικοπές/Παραγωγή	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,69	2,22	3,29	1,88	1,36	1,30

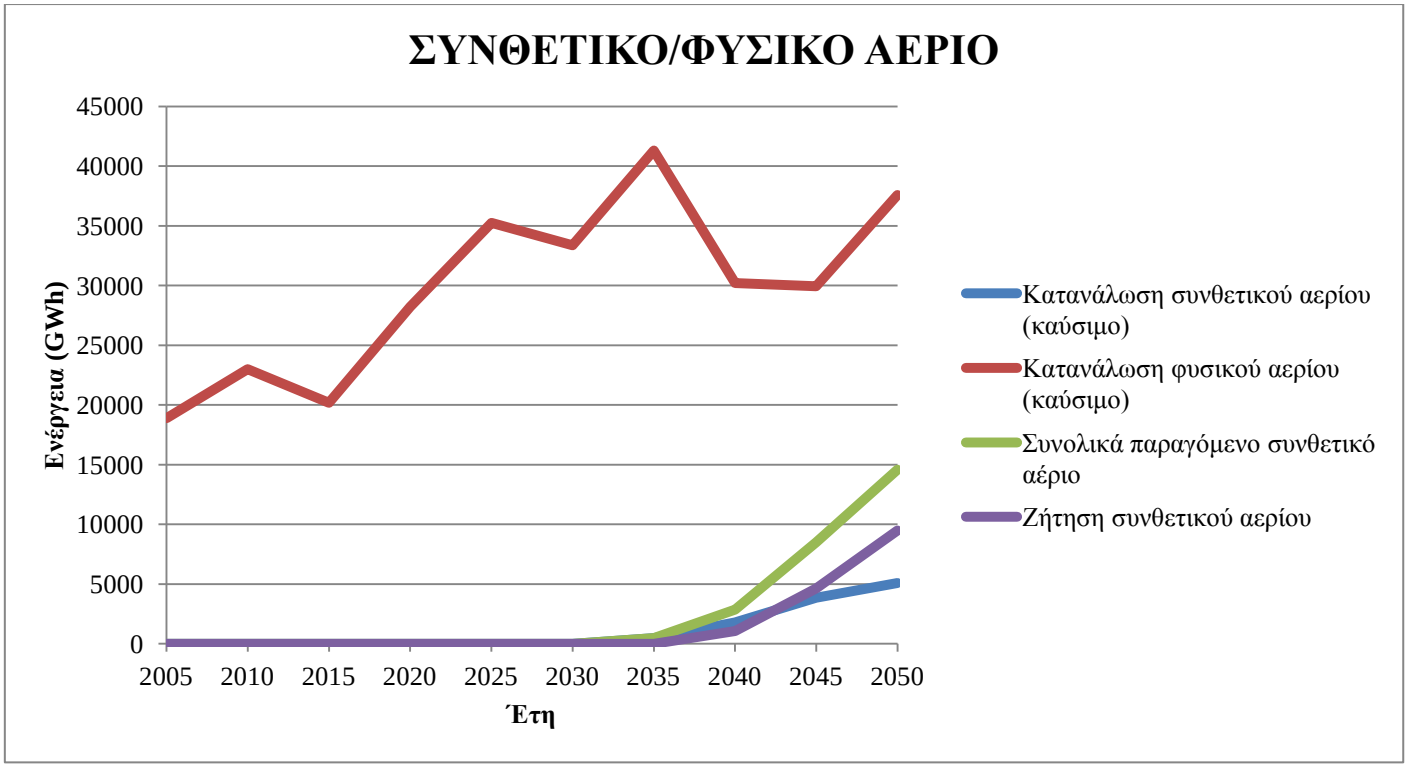
Πίνακας 3.32 Περικοπές ανανεώσιμης ενέργειας συγκριτικά με τη συνολική παραγωγή από Α.Π.Ε., για σύστημα με μονάδες PtG-Σενάριο 1

Σχήμα 3.18 Περικοπές παραγωγής ενέργειας από Α.Π.Ε. ως ποσοστό της συνολικής παραγωγής από Α.Π.Ε., για σύστημα με μονάδες PtG-Σενάριο 1

Χαρακτηριστικό των μονάδων PtG είναι ότι καλύπτουν και τη ζήτηση συνθετικού αερίου από το δίκτυο-τελικοί καταναλωτές. Η ζήτηση σε συνθετικό αέριο εμφανίζεται πρώτη φορά κατά το έτος 2040 και αυξάνεται σημαντικά μέχρι το 2050 (αύξηση της τάξης του 787,5%). Στο σύστημα πραγματοποιούνται επενδύσεις σε μονάδες PtG με σκοπό να καλυφθεί η ζήτηση αυτή αλλά και να παραχθεί συνθετικό αέριο το οποίο αποθηκεύεται και χρησιμοποιείται, όταν χρειάζεται, από τις μονάδες φυσικού αερίου. Το φυσικό αέριο επιβαρύνεται με το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών ενώ η τιμή του ως καύσιμο αυξάνεται επίσης με το πέρασμα των χρόνων. Αναμέναμε λοιπόν ότι στο τέλος της περιόδου εξέτασης, η κατανάλωση φυσικού αερίου θα μειωνόταν ενώ ταυτόχρονα η κατανάλωση συνθετικού αερίου θα αυξανόταν. Αυτό όμως δεν πραγματοποιείται διότι οι μονάδες PtG καλούνται να εξυπηρετήσουν κατά προτεραιότητα την αυξανόμενη ζήτηση των καταναλωτών σε συνθετικό αέριο, με την όποια ποσότητα συνθετικού αερίου περισσεύει, να αποστέλλεται στις δεξαμενές αποθήκευσης ώστε να χρησιμοποιηθεί σε μεταγενέστερο στάδιο στις υφιστάμενες μονάδες φυσικού αερίου. Εν τούτοις, η αύξηση του συνολικά παραγόμενου συνθετικού αερίου είναι δυσανάλογα μικρότερη συγκριτικά με την αύξηση της ζήτησης σε συνθετικό αέριο από τους τελικούς καταναλωτές (πίνακας 3.33). Αποτέλεσμα αυτού, είναι η αύξηση της κατανάλωσης συνθετικού αερίου από τις μονάδες φυσικού αερίου αλλά με μικρότερο ρυθμό, αφού ολοένα και μικρότερες ποσότητες συνθετικού αερίου (σε σχέση με την συνολική παραγωγή) είναι διαθέσιμες για καύση. Για το λόγο αυτό παρατηρούμε ότι το έτος 2050 αυξάνεται η κατανάλωση φυσικού αερίου ώστε να εξισορροπήσει αυτή την ανομοιομορφία.

Χαρακτηριστικό	Μονάδα	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Παραγωγή συνθετικού αερίου (καύσιμο + ζήτηση)	GWh	0	0	0	0	0	0	474	2861	8489	14591
Ζήτηση συνθετικού αερίου	GWh	0	0	0	0	0	0	0	1070	4644	9498
Κατανάλωση συνθετικού αερίου (καύσιμο)	GWh	0	0	0	0	0	0	474	1791	3845	5093
Κατανάλωση φυσικού αερίου (καύσιμο)	GWh	18900	23000	20188	28232	35266	33373	41316	30202	29937	37591

Πίνακας 3.33 Κατανάλωση συνθετικού/φυσικού αερίου καθ' όλη τη διάρκεια εξέτασης, για σύστημα με μονάδες PtG-Σενάριο 1



Σχήμα 3.19 Σχηματική αναπαράσταση της κατανάλωσης συνθετικού/φυσικού αερίου, για σύστημα με μονάδες PtG-Σενάριο 1

Το συνολικό κόστος ενός τέτοιου συστήματος ανέρχεται σε 13,404 δισεκατομμύρια ευρώ και οι συνολικές εκπομπές CO_2 σε 263 εκατομμύρια τόνους.

3.3.3 Αποτελέσματα σεναρίου 2

Η διαφορά του δευτέρου σεναρίου με το πρώτο έγκειται στην αυξημένη τιμή του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών που παρατηρείται στο σενάριο 2. Τα χρηματικά κίνητρα ενίσχυσης της εγκατεστημένης ισχύος των Α.Π.Ε., η ζήτηση συνθετικού αερίου και η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας των τελικών καταναλωτών παραμένουν ίδια. Στον πίνακα 3.34 που ακολουθεί, παρουσιάζονται οι τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών, τα χρηματικά κίνητρα ενίσχυσης των Α.Π.Ε. που χρησιμοποιήθηκαν ανά έτος, η ζήτηση συνθετικού αερίου και η ζήτηση ηλεκτρισμού των καταναλωτών του δευτέρου σεναρίου.

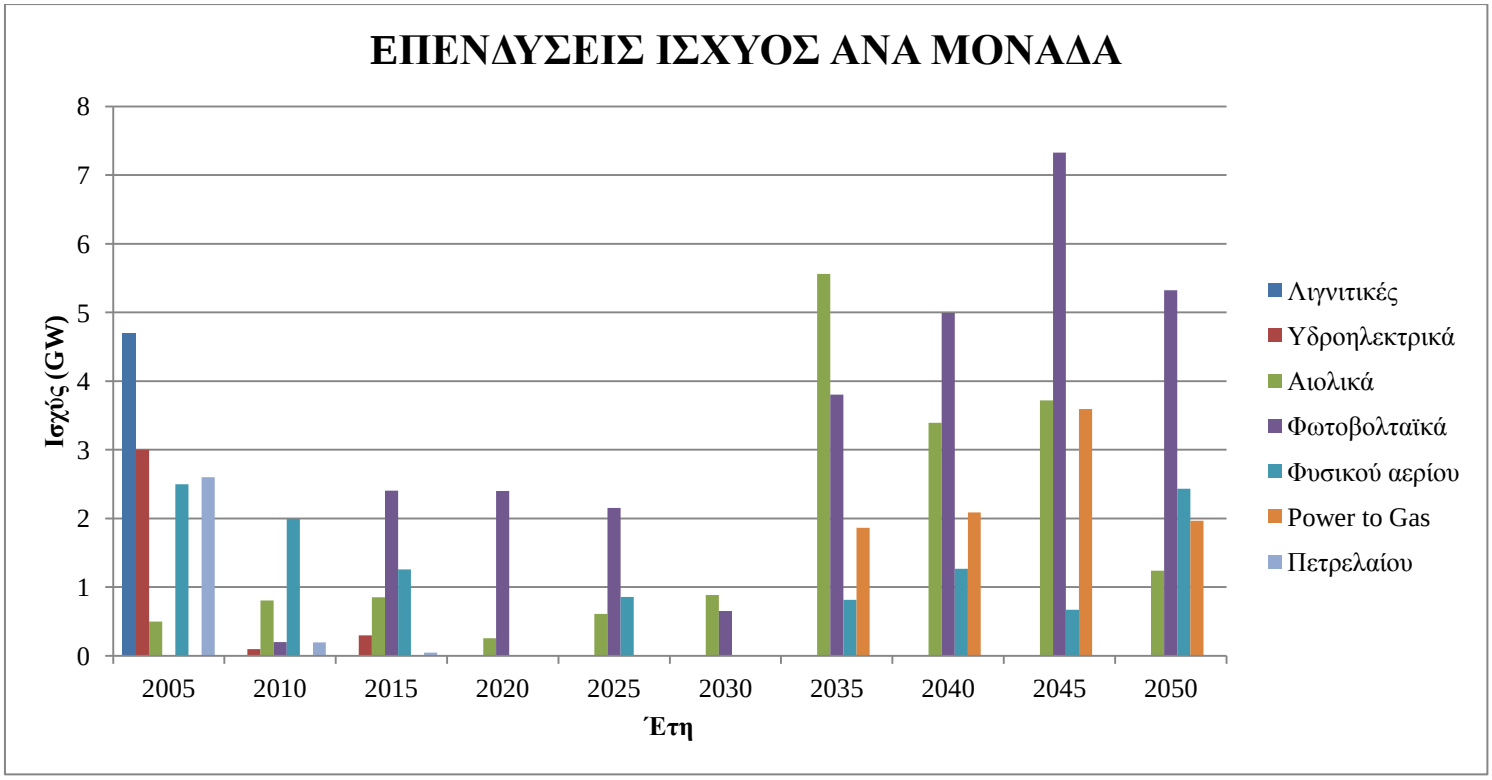
Δεδομένα Εισόδου										
Εξεταζόμενα Έτη	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Χρηματικό κίνητρο ενίσχυσης Α.Π.Ε. (€/kWh)	0	0	0,003	0,01	0,015	0,02	0,03	0,035	0,04	0,045
Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών (€/tn CO_2)	0	0	7,5	15	23,5	27	120	218	377	730
Ζήτηση συνθετικού αερίου (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	1070	4644	9498
Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καταναλωτών (GWh)	58666	59049	56774	59054	56344	51295	56797	60045	63086	64038

Πίνακας 3.34 Δεδομένα εισόδου-Σενάριο 2

Στον πίνακα 3.35 παρουσιάζονται οι επενδύσεις των μονάδων ανά έτος μέχρι το τέλος της περιόδου εξέτασης. Παρατηρούμε πως δεν πραγματοποιούνται επιπλέον επενδύσεις σε λιγνιτικές μονάδες, πέραν της αρχικής δυναμικότητάς τους. Έπειτα, διακρίνουμε ότι οι συνολικές επενδύσεις των αιολικών είναι ίσες με τις αντίστοιχες του πρώτου σεναρίου (17,83 GW). Αντίθετα, οι συνολικές επενδύσεις των φωτοβολταϊκών του δευτέρου σεναρίου είναι αυξημένες συγκριτικά με αυτές του πρώτου (29,26 GW έναντι 27,99 GW). Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων PtG στο σύστημα σημειώνει αύξηση σε σχέση με την αντίστοιχη του πρώτου σεναρίου (9,52 GW έναντι 8,53 GW στο πρώτο σενάριο). Αυτό συμβαίνει διότι στο σενάριο 2, το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών είναι υψηλότερο σε σχέση με το σενάριο 1 και έτσι η παραγωγή ενέργειας από Α.Π.Ε. πλεονεκτεί έναντι των συμβατικών μονάδων. Η μεγαλύτερη παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας προκαλεί μεγαλύτερα ποσά περίσσειας ενέργειας τα οποία μπορούν να αξιοποιηθούν από τις μονάδες PtG. Κατά συνέπεια, η δυναμικότητα των μονάδων PtG του συστήματος αυξάνεται προκειμένου να απορροφήσει όσο το δυνατόν περισσότερη από την περισσευούμενη ενέργεια των Α.Π.Ε.. Η αύξηση της ισχύος των μονάδων PtG οδηγεί με τη σειρά της σε αύξηση της ποσότητας του παραγόμενου συνθετικού αερίου το οποίο πρέπει να αποθηκευτεί, προτού χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο στις μονάδες φυσικού αερίου. Έτσι καταλήγουμε σε μεγαλύτερες επενδύσεις δεξαμενών αποθήκευσης σε σχέση με το σενάριο 1 (1300,74 GWh έναντι 1062,25 GWh). Όπως αναφέρουμε και στο σενάριο 1, η διάρκεια ζωής μιας μονάδας PtG είναι 15 χρόνια ενώ η διάρκεια ζωής μιας δεξαμενής αποθήκευσης είναι 40 χρόνια.

Τύπος Μονάδας	**Επενδύσεις Ισχύος (GW)**									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Λιγνιτικές	4,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Φυσικού αερίου	2,50	1,99	1,26	0,00	0,86	0,00	0,82	1,27	0,67	2,43
Πετρελαίου	2,60	0,20	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Υδροηλεκτρικά	3,00	0,10	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Αιολικά	0,50	0,81	0,85	0,26	0,61	0,89	5,56	3,40	3,72	1,24
Φωτοβολταϊκά	0,001	0,20	2,40	2,40	2,15	0,65	3,80	4,99	7,33	5,32
Power to Gas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,86	2,09	3,60	1,97
Δεξαμενές αποθήκευσης (GWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	226,57	276,63	490,97	306,57

Πίνακας 3.35 Επενδύσεις μονάδων ανά έτος καθ' όλη την περίοδο εξέτασης, για σύστημα με μονάδες PtG-Σενάριο 2



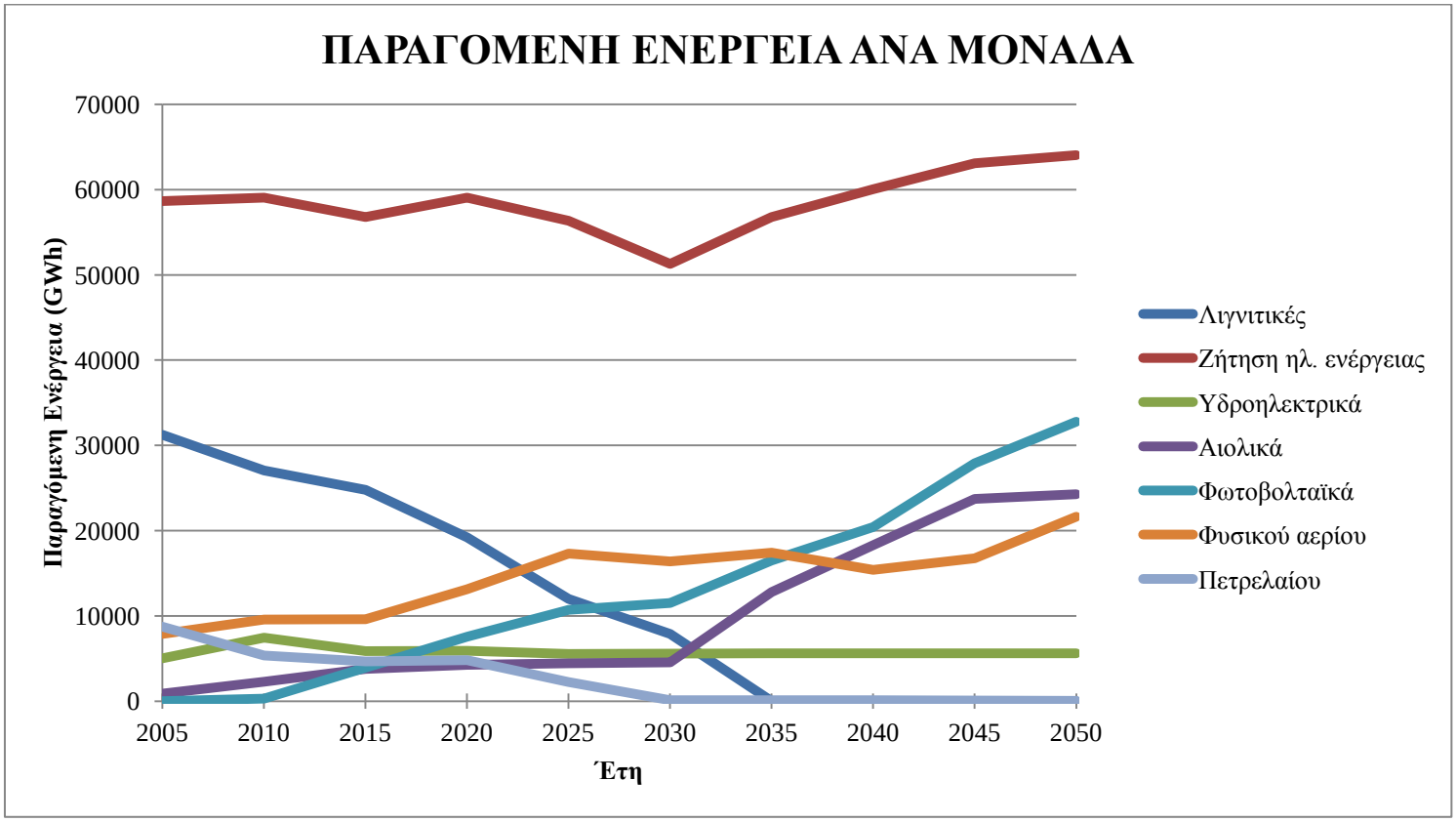
Σχήμα 3.20 Σχηματική απεικόνιση επενδύσεων ανά μονάδα και ανά έτος, για σύστημα με μονάδες PtG-Σενάριο 2

Ο πίνακας 3.36 περιλαμβάνει τη συνολική ενεργειακή παραγωγή των μονάδων και τις εισαγωγές ενέργειας που πραγματοποιούνται. Παρατηρούμε πως η λειτουργία των λιγνιτικών σταθμών αναστέλλεται από το έτος 2035 και έπειτα και πως οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί εξακολουθούν να λειτουργούν στο μέγιστο των δυνατοτήτων τους. Η παραγόμενη ενέργεια των αιολικών και των φωτοβολταϊκών του δικτύου ακολουθεί μια συνεχώς αύξουσα πορεία, σε επίπεδα υψηλότερα από τα αντίστοιχα του πρώτου σεναρίου. Το γεγονός αυτό είναι αναμενόμενο διότι οι τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών του δευτέρου σεναρίου είναι υψηλότερες από αυτές του πρώτου, ενισχύοντας την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας.

Διαπιστώνουμε επίσης πως το έτος 2050, όπου το σύστημα έχει λάβει την τελική του μορφή από άποψη επενδύσεων, η παραγωγή ενέργειας από τις μονάδες φυσικού αερίου παρουσιάζει τη μέγιστη τιμή της. Αυτό συμβαίνει διότι το έτος 2050 η συνολική δυναμικότητα των μονάδων Power to Gas έχει λάβει τη μέγιστη τιμή της (δεν είναι εφικτό να πραγματοποιηθούν νέες επενδύσεις), «αναγκάζοντας» τις μονάδες φυσικού αερίου να λειτουργήσουν επιπλέον προκειμένου να καταναλώσουν το παραγόμενο συνθετικό αέριο. Τέλος, παρατηρούμε πως η παραγωγή ενέργειας των πετρελαϊκών μονάδων κυμαίνεται και πάλι σε αναμενόμενα χαμηλά επίπεδα.

Τύπος Μονάδας	Παραγόμενη Ενέργεια (GWh)									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Λιγνιτικές	31241	27064	24802	19206	11988	7903	0	0	0	0
Φυσικού αερίου	7875	9583	9613	13121	17304	16391	17405	15413	16775	21615
Πετρελαίου	8715	5341	4653	4822	2244	123	115	118	78	56
Υδροηλεκτρικά	5017	7460	5880	5901	5552	5578	5631	5618	5609	5607
Αιολικά	876	2289	3785	4259	4454	4534	12806	18299	23709	24270
Φωτοβολταϊκά	2	304	3925	7541	10722	11507	16487	20410	27911	32770
Εισαγωγές	4941	7008	4115	4205	4080	5259	5820	5730	5517	6052

Πίνακας 3.36 Ενεργειακή κατάσταση του συστήματος με μονάδες PtG καθ' όλη την περίοδο εξέτασης-Σενάριο 2



Σχήμα 3.21 Ετήσια παραγόμενη ενέργεια ανά μονάδα σε σχέση με τη ζήτηση, για σύστημα με μονάδες PtG -Σενάριο 2

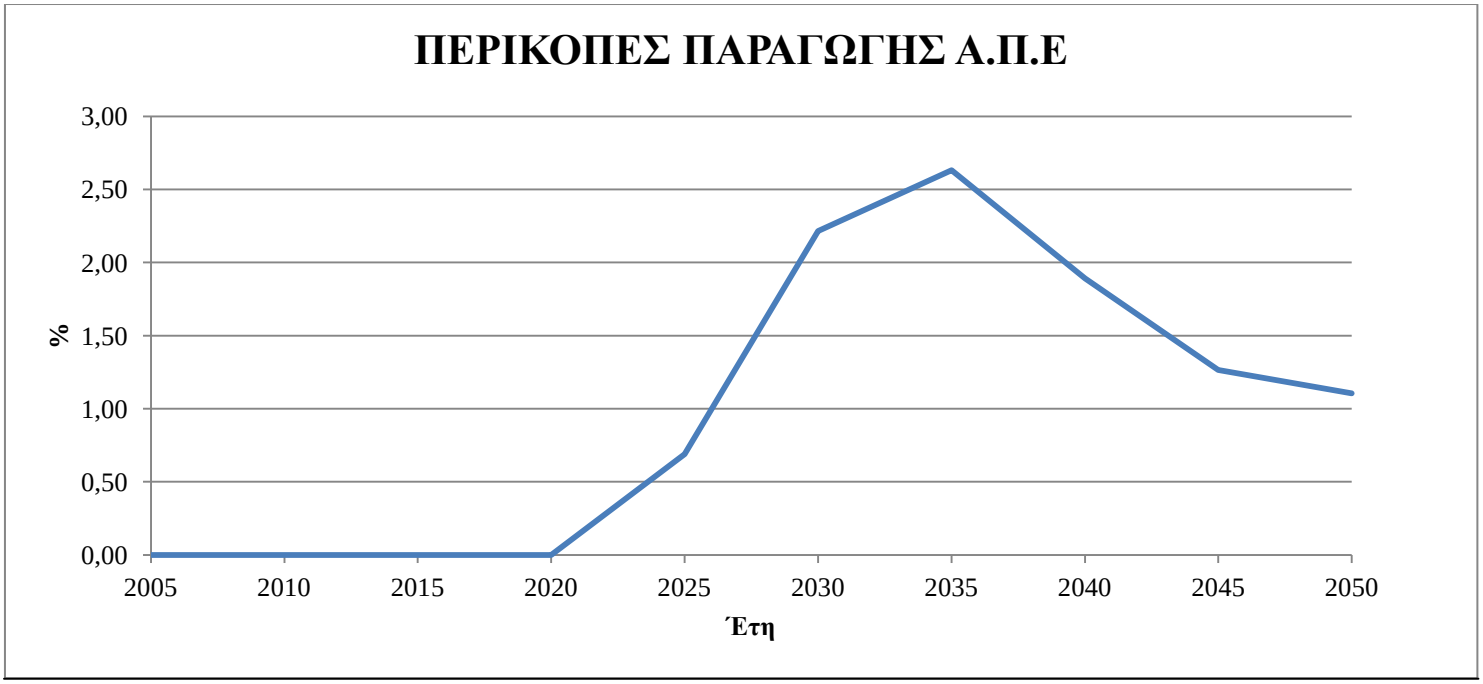
Παρατηρώντας τον πίνακα 3.37 διαπιστώνουμε πως το χαμηλότερο επίπεδο περικοπών (περικοπές παραγωγής) από το έτος πρώτης εγκατάστασης μιας μονάδας PtG και έπειτα (2035-2050) σημειώνεται κατά το έτος 2050. Αυτό είναι αναμενόμενο διότι το έτος 2050 είναι το τελευταίο της εξεταζόμενης περιόδου και κατά συνέπεια έχουν υλοποιηθεί όλες οι συμφέρουσες επενδύσεις σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και μονάδες PtG. Με άλλα λόγια, το σύστημα λειτουργεί πλέον με την οικονομικά βέλτιστη εγκατεστημένη ισχύ Α.Π.Ε. και μονάδων PtG. Επομένως, εφόσον το

σύστημα δεν έχει τη δυνατότητα να προβεί σε νέες επενδύσεις, οι μονάδες PtG και οι Α.Π.Ε. του δικτύου συνεργάζονται αρμονικά και μειώνουν το επίπεδο των περικοπών στην ελάχιστη δυνατή τιμή του.

Τα ποσοστά των περικοπών μειώνονται σταδιακά από το έτος 2040 και έπειτα, από το έτος δηλαδή όπου πραγματοποιείται η δεύτερη μεγάλη επένδυση σε αποθηκευτική μονάδα/PtG. Είναι γεγονός όμως, πως οι μονάδες PtG εγκαθίστανται στο δίκτυο από το έτος 2035. Παρ' όλα αυτά η επένδυση σε PtG το 2035 είναι χαμηλή (1,86 GW) συγκριτικά με τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών και των φωτοβολταϊκών του δικτύου κατά το έτος αυτό (18,72 GW). Κατά συνέπεια, όπως και στο πρώτο σενάριο, η μονάδα PtG δεν μπορεί να εκμεταλλευτεί αποδοτικά μεγάλο μέρος της περισσευούμενης ανανεώσιμης ενέργειας, η οποία αναγκαστικά περικόπτεται, αυξάνοντας έτσι το ποσοστό περικοπής συγκριτικά με το έτος 2030.

Λειτουργία Συστήματος	**Μονάδα**	**Εξεταζόμενα έτη**									
		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Παραγωγή Α.Π.Ε (αιολικά+φ/β)	GWh	877	2593	7710	11800	15176	16041	29293	38709	51620	57040
Περικοπές Παραγωγής	GWh	0	0	0	0	105	355	771	732	653	630
Περικοπές/Παραγωγή	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,69	2,22	2,63	1,89	1,26	1,10

Πίνακας 3.37 Περικοπές ανανεώσιμης ενέργειας συγκριτικά με τη συνολική παραγωγή από Α.Π.Ε., για σύστημα με μονάδες PtG-Σενάριο 2



Σχήμα 3.22 Περικοπές παραγωγής ενέργειας από Α.Π.Ε. ως ποσοστό της συνολικής παραγωγής από Α.Π.Ε., για σύστημα με μονάδες PtG-Σενάριο 2

Στον πίνακα 3.38 που ακολουθεί, παρουσιάζεται η διακύμανση της κατανάλωσης συνθετικού/φυσικού αερίου καθ' όλη την περίοδο εξέτασης. Παρατηρώντας τον λοιπόν διαπιστώνουμε, πως κατά την περίοδο 2035-2050 η κατανάλωση συνθετικού αερίου αυξάνεται ενώ συγχρόνως μειώνεται η κατανάλωση φυσικού αερίου. Εξαίρεση αποτελεί το έτος 2050 όπου τόσο η κατανάλωση φυσικού αερίου όσο και η κατανάλωση συνθετικού αερίου αυξάνονται, όπως ακριβώς συμβαίνει και στο σενάριο 1. Εν πρώτοις, η κατάσταση αυτή μοιάζει μη αναμενόμενη διότι το φυσικό αέριο επιβαρύνεται με το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών και η τιμή του ως καύσιμο αυξάνεται επίσης με το πέρασμα των χρόνων. Έτσι, θα αναμέναμε ότι στο τέλος της περιόδου εξέτασης, η κατανάλωση φυσικού αερίου θα μειωνόταν ενώ ταυτόχρονα η κατανάλωση συνθετικού αερίου θα αυξανόταν. Κάτι τέτοιο όμως δεν πραγματοποιείται επειδή οι μονάδες PtG καλούνται να εξυπηρετήσουν κατά προτεραιότητα την αυξανόμενη ζήτηση των καταναλωτών σε συνθετικό αέριο. Ως καύσιμο στις μονάδες φυσικού αερίου χρησιμοποιείται η όποια ποσότητα συνθετικού αερίου έχει περισσέψει μετά την εξυπηρέτηση της ζήτησης των τελικών καταναλωτών. Η αύξηση όμως του συνολικά παραγόμενου συνθετικού αερίου είναι και πάλι (όπως και στο σενάριο 1) δυσανάλογα μικρότερη συγκριτικά με την αύξηση της ζήτησης σε συνθετικό αέριο από τους τελικούς καταναλωτές (πίνακας 3.38). Αποτέλεσμα αυτού είναι η αύξηση της κατανάλωσης συνθετικού αερίου από τις μονάδες φυσικού αερίου, αλλά με μικρότερο ρυθμό, αφού ολοένα και μικρότερες ποσότητες συνθετικού αερίου (σε σχέση με την συνολική παραγωγή) είναι διαθέσιμες για καύση. Για το λόγο αυτό παρατηρούμε ότι το έτος 2050 αυξάνεται η κατανάλωση φυσικού αερίου. Επομένως, η συμπεριφορά των καταναλώσεων του φυσικού και του συνθετικού αερίου στο δεύτερο σενάριο είναι ίδια με την αντίστοιχη συμπεριφορά του πρώτου σεναρίου. Η διαφορά έγκειται στο γεγονός πως τα επίπεδα κατανάλωσης φυσικού αερίου του δευτέρου σεναρίου είναι χαμηλότερα από αυτά του πρώτου, ενώ συγχρόνως τα επίπεδα κατανάλωσης συνθετικού αερίου του δευτέρου σεναρίου είναι υψηλότερα από αυτά του πρώτου. Η αύξηση δηλαδή του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών του δευτέρου σεναρίου συντέλεσε στην υποκατάσταση του φυσικού αερίου από το συνθετικό αέριο.

Χαρακτηριστικό	Μονάδα	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Παραγωγή συνθετικού αερίου (καύσιμο + ζήτηση)	GWh	0	0	0	0	0	0	880	3326	9908	15799
Ζήτηση συνθετικού αερίου	GWh	0	0	0	0	0	0	0	1070	4644	9498
Κατανάλωση συνθετικού αερίου (καύσιμο)	GWh	0	0	0	0	0	0	880	2256	5265	6302
Κατανάλωση φυσικού αερίου (καύσιμο)	GWh	18900	23000	20188	28232	35266	33373	33987	27800	27446	35848

Πίνακας 3.38 Κατανάλωση συνθετικού/φυσικού αερίου καθ' όλη τη διάρκεια εξέτασης, για σύστημα με μονάδες PtG- Σενάριο 2

Σχήμα 3.23 Σχηματική αναπαράσταση της κατανάλωσης συνθετικού/φυσικού αερίου, για σύστημα με μονάδες PtG- Σενάριο 2

Τέλος αξίζει να σημειώσουμε πως οι εκπομπές CO_2 του εν λόγω συστήματος είναι μικρότερες από τις αντίστοιχες του πρώτου σεναρίου (260 εκατομμύρια τόνοι). Το συνολικό κόστος ενός τέτοιου συστήματος ανέρχεται σε 13,477 δισεκατομμύρια ευρώ και είναι υψηλότερο από το κόστος του συστήματος του πρώτου σεναρίου. Αυτό συμβαίνει διότι οι αυξημένες τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών του δευτέρου σεναρίου ενθαρρύνουν τις επενδύσεις σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και αποθηκευτικές διατάξεις (PtG), το κόστος των οποίων είναι εξαιρετικά υψηλό.

3.3.4 Αποτελέσματα σεναρίου 3

Η εξέταση του σεναρίου 3 δεν πραγματοποιείται με σκοπό την παρουσίαση αποτελεσμάτων και την εξαγωγή συμπερασμάτων όσον αφορά τις επενδύσεις των μονάδων (συμβατικών, Α.Π.Ε., PtG), τη διακύμανση στην παραγωγή τους, τις περικοπές και το επίπεδο της εισαγόμενης ενέργειας. Αντίθετα, ο μόνος λόγος ύπαρξής του είναι για να μας βοηθήσει να κατανοήσουμε τον τρόπο με τον οποίο μεταβάλλονται οι καταναλώσεις φυσικού/συνθετικού αερίου με το πέρασμα των ετών της εξεταζόμενης περιόδου. Στον πίνακα 3.39 που ακολουθεί, παρουσιάζονται οι τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών, τα χρηματικά κίνητρα ενίσχυσης των Α.Π.Ε. που χρησιμοποιήθηκαν ανά έτος, η ζήτηση συνθετικού αερίου αλλά και η

ζήτηση ηλεκτρισμού του συγκεκριμένου σεναρίου. Όπως γίνεται αντιληπτό, η ζήτηση συνθετικού αερίου των τελικών καταναλωτών είναι αυτή που μεταβάλλεται σε σχέση με τα προηγούμενα σενάρια. Πιο συγκεκριμένα, η ζήτηση συνθετικού αερίου από το πρώτο έτος εμφάνισής της (2040) και έπειτα, διατηρείται σταθερή και ίση με 1070 GWh, σε αντίθεση με την αύξηση που εμφάνιζε κατά τη μελέτη των δύο προηγούμενων σεναρίων.

Δεδομένα Εισόδου										
Εξεταζόμενα Έτη	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Χρηματικό κίνητρο ενίσχυσης Α.Π.Ε. (€/kWh)	0	0	0,003	0,01	0,015	0,02	0,03	0,035	0,04	0,045
Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών (€/tn CO_2)	0	0	7,5	15	23,5	27	120	218	377	730
Ζήτηση συνθετικού αερίου (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	1070	1070	1070
Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καταναλωτών (GWh)	58666	59049	56774	59054	56344	51295	56797	60045	63086	64038

Πίνακας 3.39 Δεδομένα εισόδου-Σενάριο 3

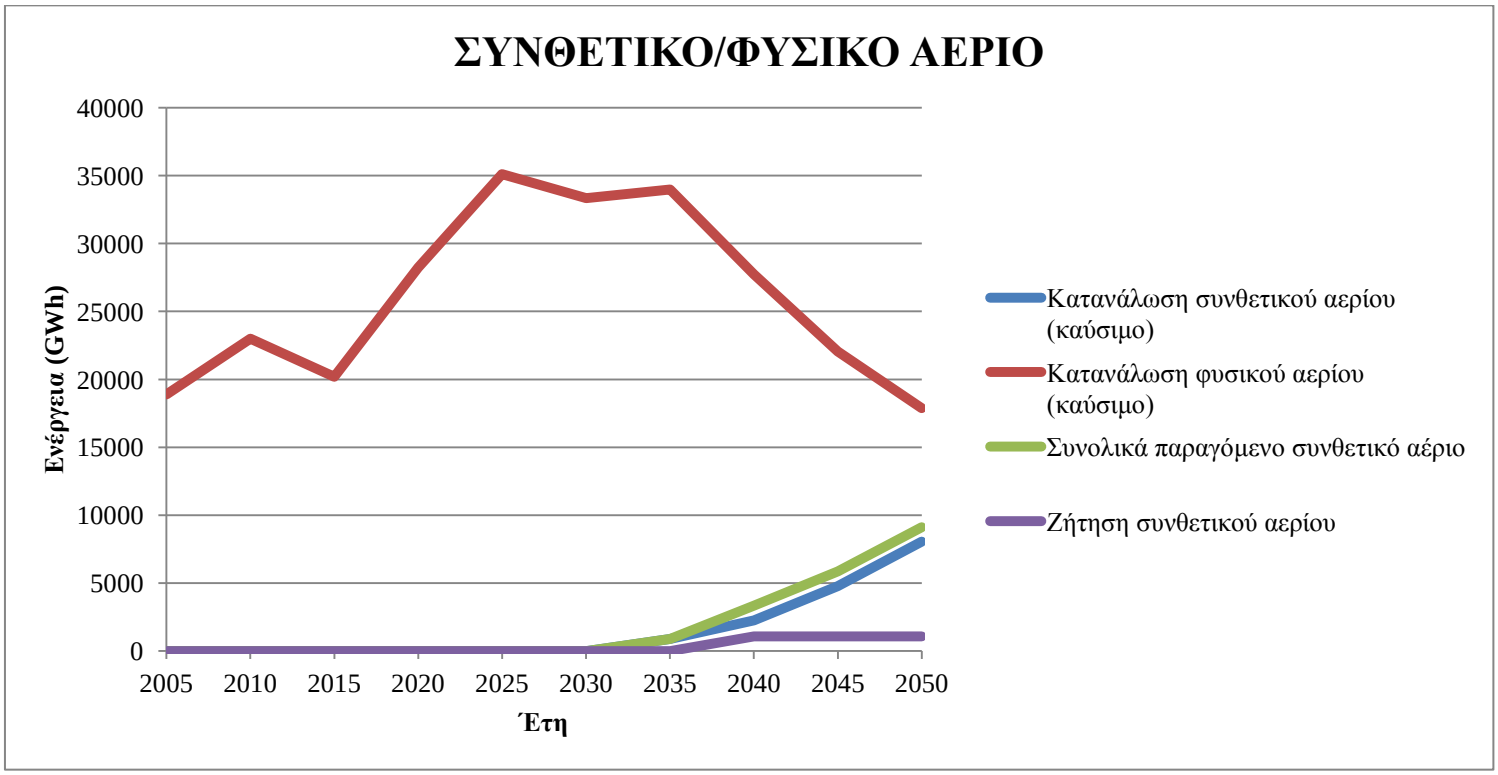
Στον πίνακα 3.41 που ακολουθεί παρουσιάζεται η διακύμανση της κατανάλωσης συνθετικού/φυσικού αερίου καθ' όλη την περίοδο εξέτασης. Παρατηρώντας τον διαπιστώνουμε πως κατά την περίοδο 2035-2050 η κατανάλωση συνθετικού αερίου αυξάνεται ενώ συγχρόνως μειώνεται η κατανάλωση φυσικού αερίου. Η συμπεριφορά αυτή έρχεται σε αντίθεση με τα σενάρια που είχαμε εξετάσει έως τώρα. Συγκρίνοντας τον πίνακα 3.35 με τον πίνακα 3.40 διαπιστώνουμε πως οι συνολικές επενδύσεις σε μονάδες φυσικού αερίου και μονάδες PtG στο σενάριο 3 ανέρχονται σε 9,66 GW και 7,85 GW αντίστοιχα ενώ στο σενάριο 2 ανέρχονται σε 11,80 GW και 9,52 GW αντίστοιχα. Διακρίνουμε δηλαδή πως η μείωση στη δυναμικότητα των μονάδων φυσικού αερίου είναι μεγαλύτερη από τη μείωση στη δυναμικότητα των μονάδων PtG. Αυτό σημαίνει πως στο σενάριο 3 οι μονάδες PtG εκμεταλλεύονται πιο αποδοτικά και σε μεγαλύτερο βαθμό τις μονάδες φυσικού αερίου του συστήματος, αναγκάζοντάς τις να καταναλώνουν μεγαλύτερα ποσά συνθετικού αερίου, σε σχέση με το σενάριο 2. Το παραγόμενο συνθετικό αέριο πρέπει κατά προτεραιότητα να εξυπηρετήσει τη ζήτηση συνθετικού αερίου από το δίκτυο φυσικού αερίου ενώ το εναπομείναν θα χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο στις μονάδες φυσικού αερίου για την εξυπηρέτηση του ηλεκτρικού φορτίου του συστήματος. Με δεδομένη όμως τη σταθερή ζήτηση συνθετικού αερίου των τελικών καταναλωτών, ολοένα και μεγαλύτερες ποσότητες συνθετικού αερίου είναι διαθέσιμες για να χρησιμοποιηθούν ως καύσιμο στις υφιστάμενες μονάδες φυσικού αερίου. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα η κατανάλωση φυσικού αερίου από το έτος 2035 έως και το έτος 2050 να ακολουθεί διαρκώς πτωτική πορεία ενώ αντίθετα η κατανάλωση συνθετικού αερίου κατά την ίδια περίοδο να ακολουθεί αυξητική πορεία.

Τύπος Μονάδας	Επενδύσεις Ισχύος (GW)									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Λιγνιτικές	4,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Φυσικού αερίου	2,50	1,99	1,26	0,00	0,85	0,00	0,83	1,26	0,00	0,97
Πετρελαίου	2,60	0,20	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Υδροηλεκτρικά	3,00	0,10	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Αιολικά	0,50	0,81	0,85	0,26	0,66	0,84	5,56	3,42	3,33	1,60
Φωτοβολταϊκά	0,001	0,20	2,40	2,40	2,15	0,67	3,79	4,99	5,62	5,75
Power to Gas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,86	2,09	1,87	2,02
Δεξαμενές αποθήκευσης (GWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	226,59	277,17	428,35	688,60

Πίνακας 3.40 Επενδύσεις μονάδων ανά έτος καθ' όλη την περίοδο εξέτασης, για σύστημα με μονάδες PtG-Σενάριο 3

Χαρακτηριστικό	Μονάδα	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Παραγωγή συνθετικού αερίου (καύσιμο + ζήτηση)	GWh	0	0	0	0	0	0	880	3331	5853	9112
Ζήτηση συνθετικού αερίου	GWh	0	0	0	0	0	0	0	1070	1070	1070
Κατανάλωση συνθετικού αερίου (καύσιμο)	GWh	0	0	0	0	0	0	880	2261	4783	8042
Κατανάλωση φυσικού αερίου (καύσιμο)	GWh	18900	23000	20188	28232	35101	33336	33982	27732	22042	17875

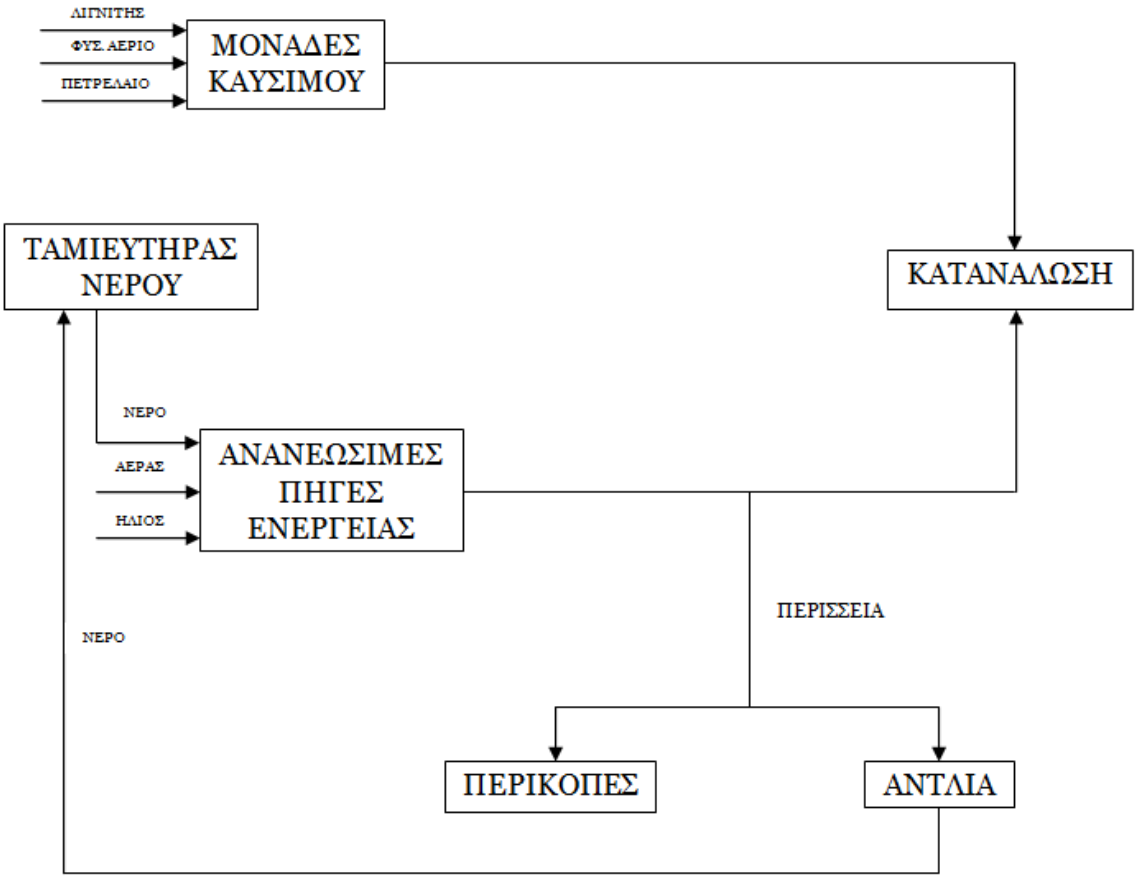
Πίνακας 3.41 Κατανάλωση συνθετικού/φυσικού αερίου καθ' όλη τη διάρκεια εξέτασης, για σύστημα με μονάδες PtG-Σενάριο 3



Σχήμα 3.24 Σχηματική αναπαράσταση της κατανάλωσης συνθετικού/φυσικού αερίου, για σύστημα με μονάδες PtG-Σενάριο 3

3.4 Σύστημα αποθήκευσης με αντλίες

3.4.1 Δεδομένα εισόδου (Σενάριο 1-2)



Σχήμα 3.25 Σχηματική απεικόνιση του τρόπου λειτουργίας ενός συστήματος με δυνατότητα αντλησιοταμίευσης

Ο τρόπος λειτουργίας ενός συστήματος με δυνατότητα αντλησιοταμίευσης είναι ο εξής: όταν οι καιρικές συνθήκες επιτρέπουν στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας του δικτύου (φωτοβολταϊκά, αιολικά) να παράγουν ενέργεια, ένα μέρος της ενέργειας αυτής εξυπηρετεί το ηλεκτρικό φορτίο του συστήματος από κοινού με τις συμβατικές μονάδες. Η υπόλοιπη ενέργεια (που σε σύστημα χωρίς αποθήκευση περικόπτεται) τροφοδοτεί τις ηλεκτρικές αντλίες του συστήματος οι οποίες με τη σειρά τους μεταφέρουν νερό από μια λίμνη, ποταμό ή οποιονδήποτε υδάτινο σχηματισμό, σε έναν ταμιευτήρα νερού, αρκετά μέτρα πάνω από την επιφάνεια του εδάφους. Το νερό αυτό αποθηκεύεται στον ταμιευτήρα και χρησιμοποιείται ως καύσιμο από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς του δικτύου για την παραγωγή ενέργειας.

Στους πίνακες 3.42, 3.43, 3.44, και 3.45 που ακολουθούν, παρουσιάζονται τα σύνολα (sets), οι σταθερές (scalars), οι παράμετροι (parameters) καθώς και οι μεταβλητές (variables) που χρησιμοποιήθηκαν για τη μοντελοποίηση του συστήματος με δυνατότητα αντλησιοταμίευσης.

Όνομα Συνόλου (sets)	Σημασία Συνόλου	Τι Περιλαμβάνει
i	Σύνολο μονάδων παραγωγής	Λιγνιτικές, Φυσικού αερίου, Πετρελαίου, Υδροηλεκτρικά, Αιολικά, Φωτοβολταϊκά, Αντλίες
thunits(i)	Θερμικές μονάδες	Λιγνιτικές, Φυσικού αερίου, Πετρελαίου
res(i)	Α.Π.Ε. δικτύου	Αιολικά, Φωτοβολταϊκά, Υδροηλεκτρικά
curtres(i)	Α.Π.Ε. που υφίστανται περικοπές παραγωγής	Αιολικά, Φωτοβολταϊκά
wres(i)	-	Υδροηλεκτρικά
r,j	Εξεταζόμενα έτη	2005, 2010,...,2045, 2050
k	Εξεταζόμενες ώρες (τυπικές μέρες)	1, 2, 3,...,191, 192
kin(k)	Σύνολο πρώτων και τελευταίων ωρών	1, 24, 25, 48, 49, 72, 73, 96, 97, 120, 121, 144, 145, 168, 169, 192
q	Αριθμός εισαγωγής ισχύος	1, 2,...,4, 5
lev	Επίπεδα επενδύσεων	1, 2, 3,...,19, 20
storun	Μονάδες αποθήκευσης	Αντλίες

Πίνακας 3.42 Παρουσίαση χρησιμοποιούμενων συνόλων σε σύστημα με δυνατότητα αντλησιοταμίευσης

Όνομα Σταθεράς (scalars)	Σημασία Σταθεράς	Μονάδα
curtprice	Κόστος περικοπής παραγόμενης ενέργειας	€/kWh
impe	Μέγιστο όριο εισαγόμενης ενέργειας	GWh
hinv	Μέγιστο όριο επενδύσεων σε υδροηλεκτρικά	GW
maxpinv	Μέγιστο όριο επενδύσεων σε αντλίες	GW
win	Αρχική ποσότητα νερού στον ταμιευτήρα	GWh
eff	Απόδοση αντλίας	-

Πίνακας 3.43 Παρουσίαση χρησιμοποιούμενων σταθερών σε σύστημα με δυνατότητα αντλησιοταμίευσης

Όνομα Παραμέτρου (parameters)	Σημασία Παραμέτρου	Μονάδα
$\mathbf{surv_{i,j,r}}$ (1)	Πίνακας που διασφαλίζει πως όταν μια μονάδα ολοκληρώσει το χρόνο ζωής της τίθεται εκτός λειτουργίας	
$\mathbf{freq_k}$	Συχνότητα εμφάνισης ωρών τυπικών ημερών	-
$\mathbf{crf_i}$	Συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου επένδυσης μονάδων	-
$\mathbf{df_j}$	Συντελεστής αναγωγής στο έτος βάσης	-
$\mathbf{imprice_q}$	Κόστος εισαγωγής ηλεκτρικής ισχύος	€/kWh
$\mathbf{fprice_{i,j}}$	Κόστος καυσίμου	€/kWh
$\mathbf{lcurve_{k,j}}$	Καμπύλη φορτίου ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ανά έτος	GW
$\mathbf{util_{i,k,r}}$	Συντελεστής χρησιμοποίησης μονάδας	-
$\mathbf{emfac_{i,j}}$	Συντελεστής εκπομπών CO_2	Mtn/GWh
$\mathbf{etsprice_j}$	Οικονομική επιβάρυνση λόγω εκπομπών CO_2	€/tn CO_2
$\mathbf{renval_j}$	Κίνητρο για την επένδυση σε Α.Π.Ε. ανά χρονιά	€/kWh
$\mathbf{techmin_i}$	Τεχνικά ελάχιστα μονάδων	-
$\mathbf{maxcaplev_{i,lev,j}}$	Μέγιστες επενδύσεις μονάδων ανά επίπεδο	GW
$\mathbf{relcostcaplev_{i,lev,j}}$	Μη γραμμικές καμπύλες κόστους	-
$\mathbf{heatrate_{i,r}}$	Θερμικός βαθμός απόδοσης	-
$\mathbf{maxf_{i,j}}$	Μέγιστο διαθέσιμο καύσιμο	GWh
$\mathbf{capcost_{i,r}}$	Κεφαλαιουχικό κόστος μονάδων	€/kW

Πίνακας 3.44 Παρουσίαση χρησιμοποιούμενων παραμέτρων σε σύστημα με δυνατότητα αντλησιοταμίευσης

(1) Βλέπε πίνακα 1 παραρτήματος

Όνομα Μεταβλητής (variables)	Σημασία Μεταβλητής	Μονάδα
$\mathbf{P_{i,r,k,j}}$	Παραγόμενη ισχύς	GW
$\mathbf{INV_{i,r}}$	Επενδύσεις μονάδων	GW
$\mathbf{IMP_{q,k,j}}$	Εισαγωγές ισχύος	GW
$\mathbf{CURT_{i,k,j}}$	Περικοπές παραγωγής ισχύος	GW
$\mathbf{CAP_{i,r,j}}$	Δυναμικότητα μονάδων	GW
$\mathbf{CAPOP_{i,r,k,j}}$	Λειτουργούσα ισχύς μονάδων	GW
$\mathbf{DCAP_{i,r,k,j}}$	Ισχύς μονάδων που δεν χρησιμοποιείται	GW
$\mathbf{INVLEV_{i,lev,j}}$	Επενδύσεις μονάδων ανά επίπεδο	GW
$\mathbf{PPINJ_{i,r,k,j}}$	Ηλεκτρική ισχύς για τη λειτουργία των αντλιών	GW
$\mathbf{PPEXTR_{i,r,k,j}}$	Υδραυλική ισχύς νερού στην έξοδο των αντλιών	GW
$\mathbf{WSTORED_{k,j}}$	Ποσότητα νερού που βρίσκεται στον ταμιευτήρα	GWh
$\mathbf{WCONS_{k,j}}$	Ποσότητα νερού που χρησιμοποιεί ο υδροηλεκτρικός σταθμός	GWh
Z	Συνολικό κόστος	εκατ. €

Πίνακας 3.45 Παρουσίαση χρησιμοποιούμενων μεταβλητών σε σύστημα με δυνατότητα αντλησιοταμίευσης

Συνεχίζοντας την παρουσίαση του ενεργειακού συστήματος με δυνατότητα αντλησιοταμίευσης, θα αναλύσουμε τις εξισώσεις που απαιτούνται για την ορθή λειτουργία του. Μερικές από τις χρησιμοποιούμενες εξισώσεις είναι ίδιες με τις αντίστοιχες του συστήματος χωρίς αποθήκευση και θα επισημαίνονται με το σχόλιο «βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση».

<u>Αντικειμενική συνάρτηση (εκατομμύρια €)</u>

$$\mathbf{Cost} = \sum_{\mathbf{j}} \{\mathbf{df_j} \cdot [\sum_{\mathbf{i \in elecun}} (\mathbf{crf_i} \cdot \sum_{\mathbf{r \le j}} (\mathbf{capcost_{i,r}} \cdot \mathbf{INV_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}})) +$$

$$+ \sum_{\mathbf{i \in curtres}} (\mathbf{crf_i} \cdot \sum_{\mathbf{lev}} \sum_{\mathbf{r \le j}} (\mathbf{INVLEV_{i,lev,r}} \cdot \mathbf{capcost_{i,r}} \cdot (\mathbf{relcostcaplev_{i,lev,r}} - \mathbf{1}) \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}})) +$$

$$+ \sum_{\mathbf{i \in thunits}} \sum_{\mathbf{r \le j}} (\mathbf{fprice_{i,j}} \cdot \mathbf{heatrate_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}} \cdot \sum_{\mathbf{k}} (\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k}) +$$

$$+\mathbf{emfac_{i,r}} \cdot \mathbf{etsprice_j} \cdot \mathbf{heatrate_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}} \cdot \sum_{\mathbf{k}} (\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k})) +$$

$$+ \sum_{\mathbf{k}} \sum_{\mathbf{q}} (\mathbf{IMP_{q,k,j}} \cdot \mathbf{imprice_q} \cdot \mathbf{freq_k}) +$$

$$+ \sum_{\mathbf{i \in curtres}} \sum_{\mathbf{k}} (\mathbf{CURT_{i,k,j}} \cdot \mathbf{curtprice} \cdot \mathbf{freq_k}) +$$

$$+ \mathbf{crf_i} \cdot \sum_{\substack{\mathbf{r \le j} \\ \mathbf{i \in storun}}} (\mathbf{capcost_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{INV_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}) -$$

$$-\mathbf{renval_j} \cdot \sum_{\mathbf{i \in res}} \sum_{\mathbf{k}} \sum_{\mathbf{r \le j}} (\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}})]\}$$

Στόχος της αντικειμενικής συνάρτησης του μοντέλου που περιλαμβάνει δυνατότητα αντλησιοταμίευσης, όπως και στα συστήματα που αναλύθηκαν στις προηγούμενες παραγράφους, είναι η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους του. Το συνολικό κόστος διακρίνεται σε δύο τμήματα: το κόστος που αφορά τις βασικές μονάδες παραγωγής του συστήματος και τη λειτουργία τους (πανομοιότυπα εκφρασμένο με το αντίστοιχο του συστήματος χωρίς αποθήκευση) και το κόστος που αφορά την εγκατάσταση και λειτουργία των ηλεκτρικών αντλιών. Όσον αφορά το πρώτο, αυτό αποτελείται από το κόστος εγκατάστασης των μονάδων παραγωγής (συμβατικών και μη), το κόστος καυσίμου για τις μονάδες που χρησιμοποιούν καύσιμο, το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών, το κόστος της εισαγόμενης ενέργειας, το κόστος των περικοπών παραγωγής ενέργειας από Α.Π.Ε. και τέλος το όφελος που προκύπτει από την πολιτική ενίσχυσης των Α.Π.Ε.. Όσον αφορά το δεύτερο, αυτό αποτελείται από το κόστος εγκατάστασης των ηλεκτρικών αντλιών.

<u>Ισορροπία παραγωγής-ζήτησης (GW)</u>

$$\sum_{q}\left(\mathbf{IMP_{q,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k}\right) + \sum_{i \in elecun} \sum_{r \le j}\left(\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}\right) + \sum_{\substack{r \le j \\ i \in storun}} \left(\mathbf{PPINJ_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}\right)$$

$$= \mathbf{lcurve_{k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \quad \forall k, \forall j$$

Η παραπάνω εξίσωση διασφαλίζει πως η συνολική παραγόμενη ενέργεια των μονάδων σε συνδυασμό με την εισαγόμενη ενέργεια, εάν αφαιρεθεί το ποσό της ενέργειας που τροφοδοτεί τις ηλεκτρικές αντλίες, είναι σε θέση να εξυπηρετήσουν τη ζήτηση ηλεκτρισμού των τελικών καταναλωτών.

<u>Δυναμικότητα μονάδων παραγωγής (GW)</u>

$$\mathbf{CAP_{i,r,j}} = \mathbf{INV_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}} \quad \forall i \in elecun, \forall r \le j, \forall j$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

<u>Περικοπή παραγωγής ισχύος Α.Π.Ε. (GW)</u>

$$\mathbf{CURT_{i,k,j}} = \sum_{r \le j}\left(\mathbf{CAP_{i,r,j}} \cdot \mathbf{util_{i,k,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}\right) - \sum_{r \le j}\left(\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}\right) \quad \forall i \in curtres, \forall k, \forall j$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

<u>Ισχύς θερμικών μονάδων (GW)</u>

$$\mathbf{CAP_{i,r,j}} = \mathbf{CAPOP_{i,r,k,j}} + \mathbf{DCAP_{i,r,k,j}} \quad \forall i \in thunits, \forall r \le j, \forall k, \forall j$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Τεχνικά ελάχιστα μονάδων (GW)

$$\mathbf{P_{i,r,k,j} \geq techmin_i \cdot CAPOP_{i,r,k,j} \quad \forall k, \forall (i,j,r):\ surv_{i,j,r},\ i \in thunits,\ r \leq j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστο όριο επενδύσεων ανά επίπεδο (GW)

$$\mathbf{maxcaplev_{i,lev,j} \geq INVLEV_{i,lev,j} \quad \forall i \in curtres, \forall lev, \forall j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Συνολικές επενδύσεις (GW)

$$\mathbf{\sum_{lev} INVLEV_{i,lev,j} = \sum_{r \leq j} (INV_{i,r} \cdot surv_{i,j,r}) \quad \forall i \in curtres, \forall j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστη δυνατή παραγωγή μονάδων (GW)

$$\mathbf{P_{i,r,k,j} \leq \left(\underset{i \in res}{CAP_{i,r,j}} + \underset{i \in thunits}{CAPOP_{i,r,k,j}} \right) \cdot util_{i,k,r} \quad \forall k, \forall (j,r): surv_{i,j,r}, r \leq j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστο όριο επενδύσεων υδροηλεκτρικών (GW)

$$\mathbf{\sum_{r \leq j} \left(CAP_{i,r,j} \cdot surv_{i,j,r} \right) \leq hinv \quad \forall i \in wres, \forall j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστο όριο χρησιμοποιούμενου καυσίμου (GWh)

$$\mathbf{\sum_{k} \sum_{r \leq j} \left(P_{i,r,k,j} \cdot heatrate_{i,r} \cdot freq_k \cdot surv_{i,j,r} \right) \leq maxf_{i,j} \quad \forall i \in thunits, \forall j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστο όριο εισαγόμενης ενέργειας (GWh)

$$\sum_{k}\sum_{q}\left(\mathbf{IMP_{q,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k}\right) \leq \mathbf{impe} \quad \forall \mathbf{j}$$

Βλέπε σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Μέγιστο όριο επενδύσεων αντλιών (GW)

$$\sum_{\substack{j \\ i \in storun}} \mathbf{INV_{i,j}} \leq \mathbf{maxpinv}$$

Η εξίσωση αυτή διασφαλίζει πως το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος των αντλιών του συστήματος δεν μπορεί να ξεπεράσει ένα δεδομένο όριο, που ορίζεται εξωγενώς από τον κάθε χρήστη.

Μέγιστο όριο απορροφούμενης ηλεκτρικής ισχύος για τις αντλίες (GW)

$$\mathbf{PPINJ_{i,r,k,j}} \leq \mathbf{INV_{i,r}} \quad \forall \mathbf{k}, \forall(\mathbf{i,j,r}):\ \mathbf{surv_{i,j,r}}, \mathbf{r} \leq \mathbf{j},\ \mathbf{i} \in \mathbf{storun}$$

Η παραπάνω εξίσωση διασφαλίζει πως η μέγιστη ισχύς που μπορεί να δεχθεί στην είσοδό της μια ηλεκτρική αντλία, πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση της ονομαστικής ισχύος της αντλίας που εγκαθίσταται.

Ισορροπία εισόδου/εξόδου ηλεκτρικών αντλιών (GW)

$$\frac{\mathbf{PPEXTR_{i,r,k,j}}}{\mathbf{eff}} = \mathbf{PPINJ_{i,r,k,j}} \quad \forall \mathbf{k}, \forall(\mathbf{i,j,r}):\ \mathbf{surv_{i,j,r}},\ \mathbf{r} \leq \mathbf{j},\ \mathbf{i} \in \mathbf{storun}$$

Η εξίσωση αυτή συσχετίζει την ηλεκτρική ισχύ που εισέρχεται σε μια ηλεκτρική αντλία, με την υδραυλική ισχύ του νερού που εξέρχεται από την αντλία. Υποθέτουμε δηλαδή πως η ηλεκτρική ισχύς στην είσοδο της αντλίας μετατράπηκε εξ ολοκλήρου σε υδραυλική ισχύ νερού στην έξοδο (με βάση τον αντίστοιχο βαθμό απόδοσης), χωρίς να προκύψουν επιπλέον απώλειες κατά τη διάρκεια της μετατροπής.

Ισορροπία εισόδου/εξόδου υδροηλεκτρικών σταθμών (GWh)

$$\mathbf{WCONS_{k,j}} = \sum_{\substack{r \leq j \\ i \in wres}} \left(\mathbf{P_{i,r,k,j}} \cdot \mathbf{freq_k} \cdot \mathbf{heatrate_{i,r}} \cdot \mathbf{surv_{i,j,r}}\right) \quad \forall \mathbf{k}, \forall \mathbf{j}$$

Η εξίσωση αυτή συσχετίζει την ηλεκτρική ενέργεια που παράγει ένας υδροηλεκτρικός σταθμός στην έξοδό του με την ποσότητα του νερού που δέχεται

στην είσοδό του. Υποθέτουμε πως η ποσότητα νερού που χρησιμοποιεί ο υδροηλεκτρικός σταθμός στην είσοδό του «καίγεται» εξ ολοκλήρου, χωρίς απώλειες, παράγοντας στην έξοδο τη μέγιστη δυνατή ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας.

Κατάσταση ταμιευτήρα (GWh)

$$\mathbf{WSTORED_{k,j} = WSTORED_{k-1,j} + \sum_{\substack{r \le j \\ i \in storun}} \left(PPEXTR_{i,r,k,j} \cdot freq_k \cdot surv_{i,j,r}\right) - WCONS_{k,j} \quad \forall k \notin kin, \forall j}$$

Η συνολική ποσότητα νερού που βρίσκεται αποθηκευμένη στον ταμιευτήρα κάθε ώρα ισούται με την ποσότητα νερού που ήταν αποθηκευμένη κατά την προηγούμενη ώρα, εάν προσθέσουμε τη νέα ποσότητα νερού που ανεβάζει η αντλία στον ταμιευτήρα κατά την τρέχουσα ώρα και αφαιρέσουμε την ποσότητα νερού που καταλήγει στην είσοδο των υδροηλεκτρικών μονάδων επίσης κατά την τρέχουσα ώρα.

Μέγιστη ποσότητα νερού που μπορεί να καταναλωθεί από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς (GWh)

$$\mathbf{WCONS_{k,j} \le WSTORED_{k-1,j} \quad \forall k, \forall j}$$

Η μέγιστη ποσότητα νερού που μπορούν να χρησιμοποιήσουν οι υδροηλεκτρικές μονάδες του συστήματος σε μια δεδομένη ώρα είναι μικρότερη ή ίση με την ποσότητα νερού που βρισκόταν αποθηκευμένη στη δεξαμενή αποθήκευσης στο τέλος της προηγούμενης ώρας.

Κύκλος αποθήκευσης (GWh)

$$\mathbf{WSTORED_{k,j} = win \quad \forall k \in kin, \forall j}$$

Υποθέτουμε πως ο ταμιευτήρας νερού πραγματοποιεί ημερήσιους κύκλους αποθήκευσης. Αυτό σημαίνει πως ο ταμιευτήρας νερού κατά την πρώτη και τελευταία ώρα της κάθε εξεταζόμενης ημέρας πρέπει να περιλαμβάνει την ίδια ποσότητα νερού.

3.4.2 Αποτελέσματα σεναρίου 1

Η διαφορά μεταξύ των εξεταζόμενων σεναρίων για το σύστημα που περιλαμβάνει δυνατότητα αντλησιοταμίευσης, εντοπίζεται στο κόστος δικαιωμάτων εκπομπών (ets price). Στον πίνακα 3.46 που ακολουθεί, παρουσιάζονται οι τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών, τα χρηματικά κίνητρα ενίσχυσης των Α.Π.Ε. που χρησιμοποιήθηκαν ανά έτος κατά την εξέταση του πρώτου σεναρίου καθώς και η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας των τελικών καταναλωτών. Να σημειωθεί εδώ πως

κατά την εξέταση του εν λόγω σεναρίου έχουμε θέσει μέγιστο όριο επενδύσεων σε αντλίες τα 0,5 GW. Στα συστήματα με μπαταρίες και μονάδες PtG που εξετάστηκαν προηγουμένως, δεν έχουμε λάβει υπόψη μας ανάλογα περιορισμό επενδύσεων για τις αποθηκευτικές μονάδες διότι δεν υπάρχουν τεχνικοί περιορισμοί που να το επιβάλλουν. Η Ελλάδα όμως είναι μια χώρα που δεν διακρίνεται για τις μεγάλες λίμνες και τα ποτάμια της, επομένως οι ποσότητες νερού που μπορούν να αφαιρεθούν από τους υδάτινους σχηματισμούς για την επιπλέον τροφοδότηση του ταμιευτήρα είναι περιορισμένες. Αυτές οι περιορισμένες ποσότητες νερού που είναι διαθέσιμες για χρήση από τις αντλίες του συστήματος, εκφράζονται με τον παραπάνω περιορισμό στη μέγιστη δυναμικότητα των αντλιών.

Δεδομένα Εισόδου										
Εξεταζόμενα Έτη	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Χρηματικό κίνητρο ενίσχυσης Α.Π.Ε. (€/kWh)	0	0	0,003	0,01	0,015	0,02	0,03	0,035	0,04	0,045
Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών (€/tn CO_2)	0	0	7,5	15	23,5	27	80	156	290	522
Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καταναλωτών (GWh)	58666	59049	56774	59054	56344	51295	56797	60045	63086	64038

Πίνακας 3.46 Δεδομένα εισόδου-Σενάριο 1

Στον πίνακα 3.47 παρουσιάζονται οι επενδύσεις των μονάδων ανά έτος μέχρι το τέλος της περιόδου εξέτασης. Κατ' αρχήν παρατηρούμε πως δεν πραγματοποιούνται επενδύσεις σε λιγνιτικές μονάδες, πέραν της αρχικής δυναμικότητάς τους. Έπειτα, διακρίνουμε ότι οι επενδύσεις των αιολικών και των φωτοβολταϊκών του συστήματος αυξάνονται συνεχώς με το πέρασμα των ετών. Επίσης, όπως συνέβη και σε όλα τα προηγούμενα σενάρια, η συνολική δυναμικότητα των υδροηλεκτρικών σταθμών του δικτύου από το 2015 και μέχρι το τέλος της περιόδου εξέτασης, ισούται με 3,4 GW.

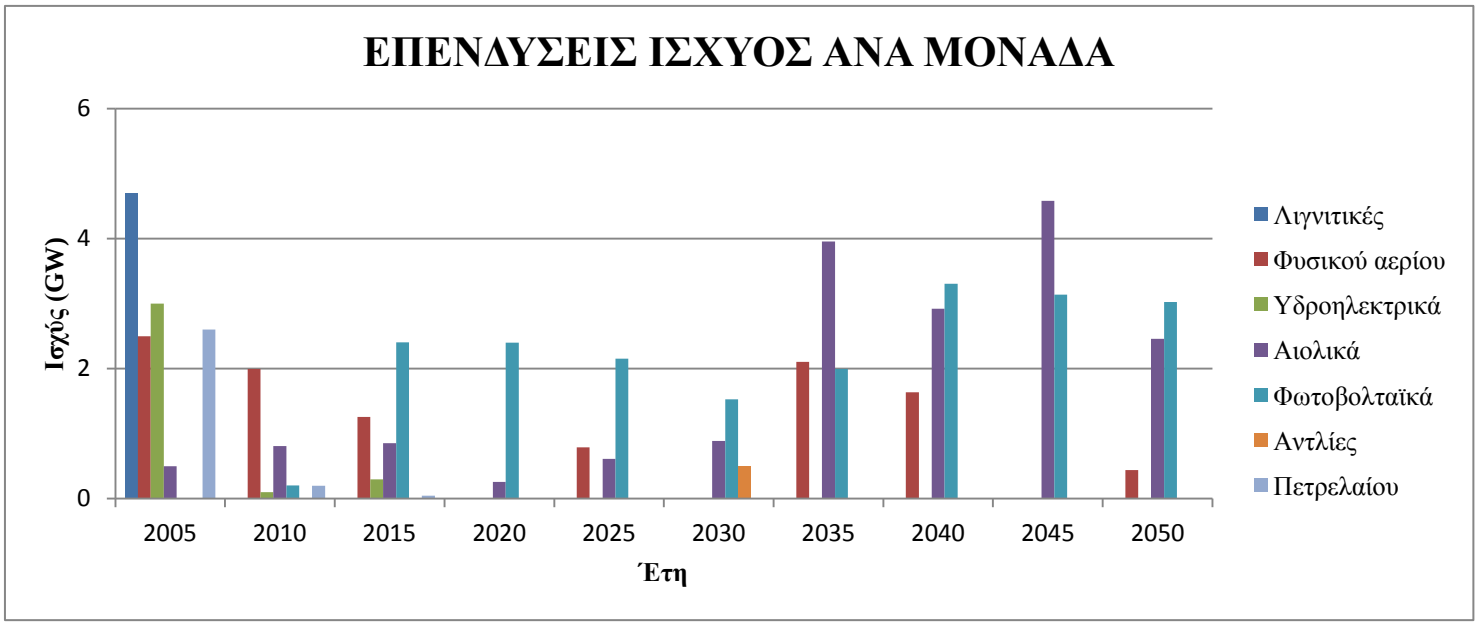
Η πρώτη και μοναδική εγκατάσταση αντλιών στο σύστημα πραγματοποιείται το 2030. Αυτό συμβαίνει διότι κατά το ίδιο έτος εισέρχονται μαζικά στο σύστημα τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά με συνολική εγκατεστημένη ισχύ ίση με 11,29 GW. Εκτός όμως από τη μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ των Α.Π.Ε. του δικτύου, όπως φαίνεται στον πίνακα 3.46, το 2030 παρατηρείται η μικρότερη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας όλης της εξεταζόμενης περιόδου. Η αξιοσημείωτη ισχύς των Α.Π.Ε. του 2030 σε συνδυασμό με τη χαμηλή ζήτηση ηλεκτρισμού, προκαλούν αύξηση της περίσσειας ανανεώσιμης ενέργειας. Όπως περιγράψαμε παραπάνω, οι αντλίες λειτουργούν χρησιμοποιώντας την περίσσεια ανανεώσιμης ενέργειας του δικτύου προκειμένου να μεταφέρουν νερό στον ταμιευτήρα αυξάνοντας το καύσιμο (νερό) που είναι διαθέσιμο για τους υφιστάμενους υδροηλεκτρικούς σταθμούς. Έτσι είναι αναμενόμενο, πως οι επενδύσεις σε Α.Π.Ε. από κοινού με τη χαμηλή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, θα συνοδεύονται από επενδύσεις σε αντλίες. Στο σημείο αυτό να τονίσουμε πως η διάρκεια ζωής των αντλιών ορίζεται ίση με 20 χρόνια και το

κόστος εγκατάστασής τους είναι εξαιρετικά χαμηλό και παραμένει σταθερό με το πέρασμα των ετών (250 €/kW). Εφόσον δηλαδή η τοποθέτηση των αντλιών στο σύστημα δεν εξαρτάται άμεσα από το κόστος τους, οι επενδύσεις τους θα πραγματοποιηθούν αμέσως μόλις αυξηθεί αισθητά η παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας του δικτύου για πρώτη φορά και η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας κυμανθεί σε χαμηλά επίπεδα. Οι προϋποθέσεις αυτές ικανοποιούνται επαρκώς το 2030, με αποτέλεσμα οι αντλίες να εγκαθίστανται στο σύστημα κατά το ίδιο έτος, παρά το γεγονός ότι με το πέρασμα των ετών η παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας κυμαίνεται σε ακόμα υψηλότερα επίπεδα.

Τελικά, φαίνεται πως η παρουσία των αντλιών στο σύστημα δεν επιφέρει κάποια αξιοσημείωτη αλλαγή στην εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων και ειδικά των υδροηλεκτρικών σταθμών, λόγω του περιορισμού δυναμικότητας που έχει τεθεί σε αυτές εξ αρχής.

Τύπος Μονάδας	**Επενδύσεις Ισχύος (GW)**									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Λιγνιτικές	4,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Φυσικού αερίου	2,50	1,99	1,26	0,00	0,79	0,00	2,10	1,64	0,00	0,44
Πετρελαίου	2,60	0,20	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Υδροηλεκτρικά	3,00	0,10	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Αιολικά	0,50	0,81	0,85	0,26	0,61	0,89	3,95	2,92	4,58	2,46
Φωτοβολταϊκά	0,001	0,20	2,40	2,40	2,15	1,53	2,00	3,30	3,14	3,02
Αντλίες	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00

Πίνακας 3.47 Επενδύσεις μονάδων ανά έτος, για σύστημα με αντλησιοταμίευση-Σενάριο 1



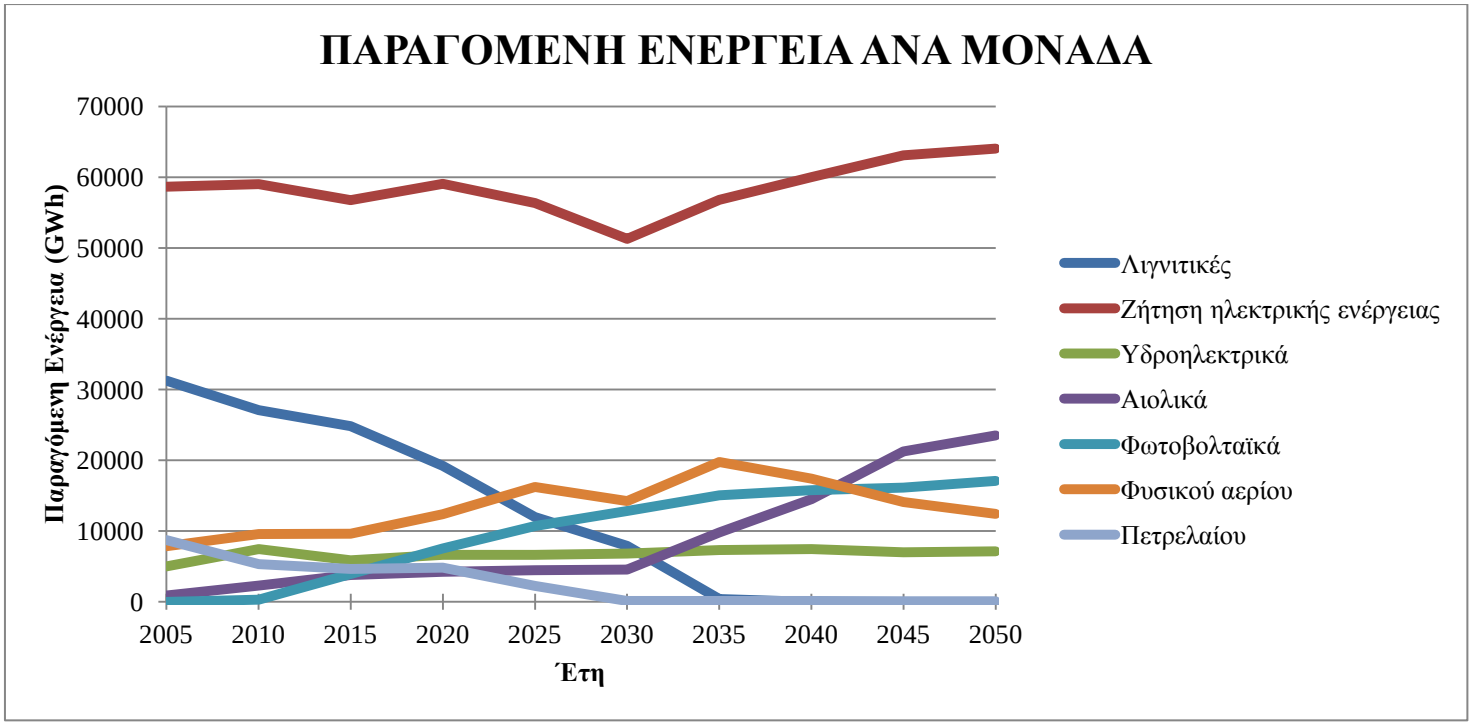
Σχήμα 3.26 Σχηματική απεικόνιση των επενδύσεων ανά μονάδα, για σύστημα με αντλησιοταμίευση-Σενάριο 1

Ο πίνακας 3.48 περιλαμβάνει τη συνολική ενεργειακή παραγωγή των μονάδων και τις εισαγωγές ενέργειας που πραγματοποιούνται για την κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρισμού των τελικών καταναλωτών. Αρχικά, αξίζει να παρατηρήσουμε πως οι λιγνιτικές μονάδες αναστέλλουν τη λειτουργία τους από το έτος 2040 και έπειτα. Οι μονάδες φυσικού αερίου, από το έτος εγκατάστασης της αντλίας (2030) και έπειτα, σημειώνουν την ελάχιστη παραγωγή τους το 2050, όταν η παραγωγή ενέργειας από τα αιολικά, τα φωτοβολταϊκά και τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς του δικτύου κυμαίνεται στα μέγιστα δυνατά επίπεδα.

Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί αυξάνουν την παραγωγή τους αρκετά πάνω από τα επίπεδα παραγωγής των υδροηλεκτρικών μονάδων που εξετάσαμε στα συστήματα με μπαταρίες και μονάδες PtG. Κατά την περίοδο 2030-2040 που λειτουργούνε οι αντλίες στο σύστημα, παρατηρούμε πως η παραγωγή ενέργειας από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς εμφανίζει ανοδική πορεία. Το γεγονός αυτό είναι αναμενόμενο, καθώς οι αντλίες αυξάνουν την ποσότητα νερού που είναι διαθέσιμη για χρήση ως καύσιμο, με συνέπεια να αυξάνεται σημαντικά και η συνολική παραγωγή των υδροηλεκτρικών σταθμών. Η πτώση της παραγωγής που παρατηρείται το έτος 2045 οφείλεται στη μεγάλη συμμετοχή των αιολικών και των φωτοβολταϊκών στην εξυπηρέτηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας των καταναλωτών.

Τύπος Μονάδας	**Παραγόμενη Ενέργεια (GWh)**									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Λιγνιτικές	31241	27064	24802	19206	11988	7903	405	0	0	0
Φυσικού αερίου	7875	9583	9613	12397	16234	14216	19766	17408	14087	12421
Πετρελαίου	8715	5341	4653	4822	2244	123	115	118	53	56
Υδροηλεκτρικά	5017	7460	5880	6625	6625	6806	7318	7428	6996	7137
Αιολικά	876	2289	3785	4259	4454	4534	9823	14508	21237	23494
Φωτοβολταϊκά	2	304	3925	7541	10722	12819	15050	15789	16143	17091
Εισαγωγές	4941	7008	4115	4205	4078	5136	5248	5878	5617	5315

Πίνακας 3.48 Ενεργειακή κατάσταση του συστήματος με μονάδες PtG καθ' όλη την περίοδο εξέτασης-Σενάριο 2



Σχήμα 3.27 Ετήσια παραγόμενη ενέργεια ανά μονάδα, για σύστημα με αντλησιοταμίευση-Σενάριο 1

Όπως φαίνεται στον πίνακα 3.49, τα επίπεδα παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας αυξάνονται σημαντικά με το πέρασμα των ετών. Αυτό είναι αναμενόμενο, αφού όσο πλησιάζουμε προς το τέλος της εξεταζόμενης περιόδου (2050), τόσο μεγαλύτερη είναι η εγκατεστημένη ισχύς των Α.Π.Ε. στο δίκτυο και κατά συνέπεια τόσο υψηλότερα είναι και τα επίπεδα παραγωγής. Το γεγονός όμως που προκαλεί εντύπωση είναι πως καθ' όλη την περίοδο εξέτασης η περικοπτόμενη ενέργεια ακολουθεί αυξητική πορεία, όπως και τα ποσοστά περικοπής. Στα συστήματα με διατάξεις αποθήκευσης που εξετάσαμε έως τώρα (μπαταρίες, PtG), τα ποσοστά περικοπής αυξάνονταν συνεχώς έως και το έτος τοποθέτησης της πρώτης αποθηκευτικής μονάδας ενώ ακολουθούσαν πτωτική πορεία από εκεί και έπειτα. Στη συγκεκριμένη περίπτωση όμως, η μικρή εγκατεστημένη ισχύς των αντλιών δεν τις επιτρέπει να εκμεταλλευτούν αποδοτικά μεγάλες ποσότητες πλεονάζουσας ανανεώσιμης ενέργειας, η οποία αναγκαστικά περικόπτεται.

Λειτουργία Συστήματος	**Μονάδα**	**Εξεταζόμενα έτη**									
		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Παραγωγή Α.Π.Ε (αιολικά+φ/β)	GWh	877	2593	7710	11800	15176	17353	24874	30297	37380	40586
Περικοπές Παραγωγής	GWh	0	0	0	0	105	364	977	1554	2493	3349
Περικοπές/Παραγωγή	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,69	2,10	3,93	5,13	6,67	8,25

Πίνακας 3.49 Περικοπές ανανεώσιμης ενέργειας συγκριτικά με τη συνολική παραγωγή από Α.Π.Ε., για σύστημα με αντλησιοταμίευση-Σενάριο 1

Σχήμα 3.28 Περικοπές παραγωγής ενέργειας από Α.Π.Ε. ως ποσοστό της συνολικής παραγωγής από Α.Π.Ε., για σύστημα με αντλίες-Σενάριο 1

Το συνολικό κόστος ενός τέτοιου συστήματος ανέρχεται σε 13,259 δισεκατομμύρια ευρώ και οι εκπομπές CO_2 σε 259 εκατομμύρια τόνους.

3.4.3 Αποτελέσματα σεναρίου 2

Κατά την μελέτη του σεναρίου 2 πραγματοποιείται αύξηση του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών, σε σχέση με τις τιμές του σεναρίου 1, από το έτος 2035 και έπειτα. Στον πίνακα 3.50 που ακολουθεί, παρουσιάζονται οι τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών, τα χρηματικά κίνητρα ενίσχυσης των Α.Π.Ε. που χρησιμοποιήθηκαν ανά έτος κατά την εξέταση του δεύτερου σεναρίου καθώς και η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας των τελικών καταναλωτών.

Δεδομένα Εισόδου										
Εξεταζόμενα Έτη	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Χρηματικό κίνητρο ενίσχυσης Α.Π.Ε. (€/kWh)	0	0	0,003	0,01	0,015	0,02	0,03	0,035	0,04	0,045
Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών (€/tn CO_2)	0	0	7,5	15	23,5	27	120	218	377	730
Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καταναλωτών (GWh)	58666	59049	56774	59054	56344	51295	56797	60045	63086	64038

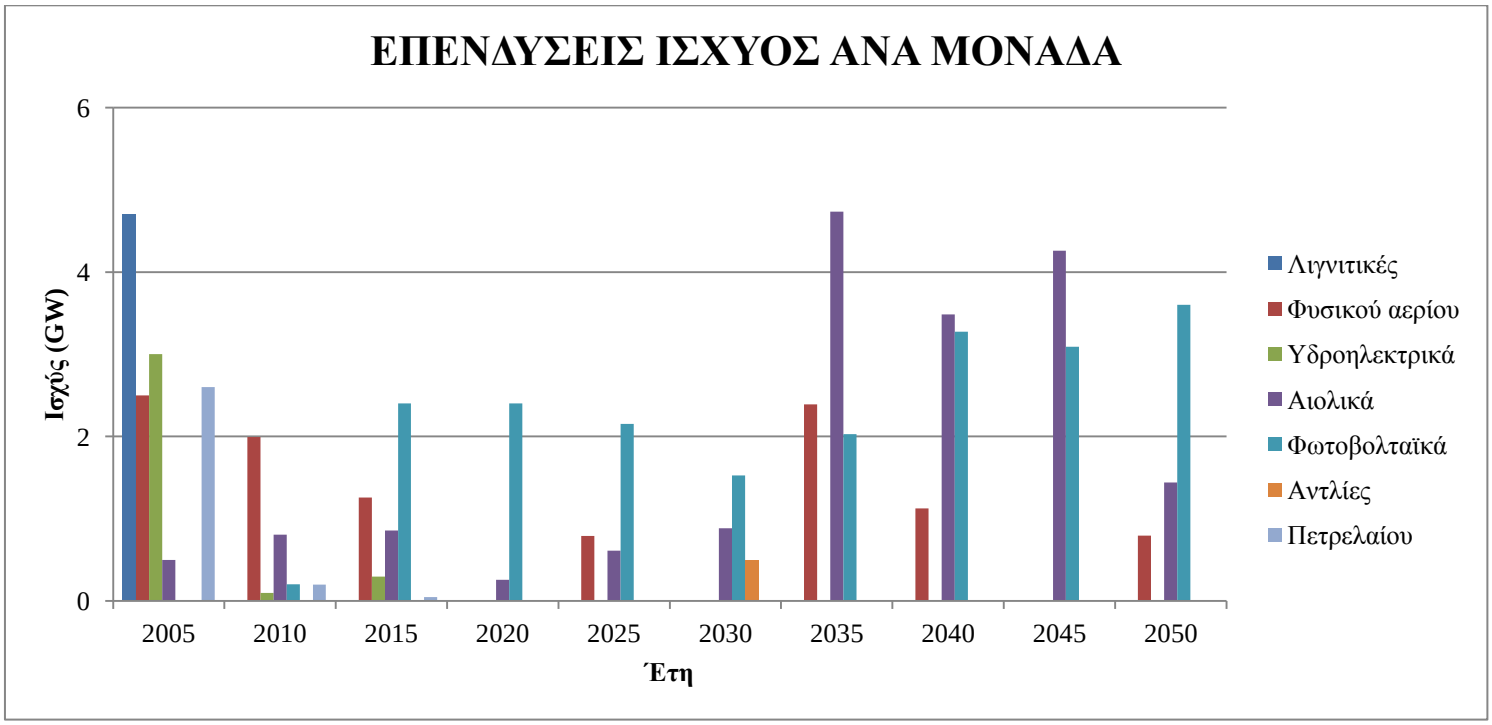
Πίνακας 3.50 Δεδομένα εισόδου-Σενάριο 2

Στον πίνακα 3.51 παρουσιάζονται οι επενδύσεις των μονάδων ανά έτος μέχρι το τέλος της περιόδου εξέτασης. Εάν παρατηρήσουμε προσεκτικά τους πίνακες 3.47 και 3.51 θα διαπιστώσουμε ότι οι συνολικές επενδύσεις των επιμέρους μονάδων του συστήματος παραμένουν περίπου οι ίδιες και για τα δύο σενάρια, με εξαίρεση τα

φωτοβολταϊκά των οποίων οι συνολικές επενδύσεις στο δεύτερο σενάριο είναι μεγαλύτερες από αυτές του πρώτου σεναρίου (20,68 GW έναντι 20,15 GW). Η υλοποίηση των επενδύσεων στις αντλίες πραγματοποιείται το 2030, όπως και στο πρώτο σενάριο, για τον ίδιο λόγο που περιγράψαμε παραπάνω. Συμπεραίνουμε επομένως ότι όσον αφορά τις επενδύσεις, η αύξηση του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών αύξησε τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών και επομένως τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των Α.Π.Ε. του δικτύου.

Τύπος Μονάδας	Επενδύσεις Ισχύος (GW)									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Λιγνιτικές	4,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Φυσικού αερίου	2,50	1,99	1,26	0,00	0,79	0,00	2,39	1,13	0,00	0,79
Πετρελαίου	2,60	0,20	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Υδροηλεκτρικά	3,00	0,10	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Αιολικά	0,50	0,81	0,85	0,26	0,61	0,89	4,73	3,49	4,26	1,44
Φωτοβολταϊκά	0,001	0,20	2,40	2,40	2,15	1,53	2,03	3,27	3,09	3,60
Αντλίες	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00

Πίνακας 3.51 Επενδύσεις μονάδων ανά έτος, για σύστημα με αντλησιοταμίευση-Σενάριο 2



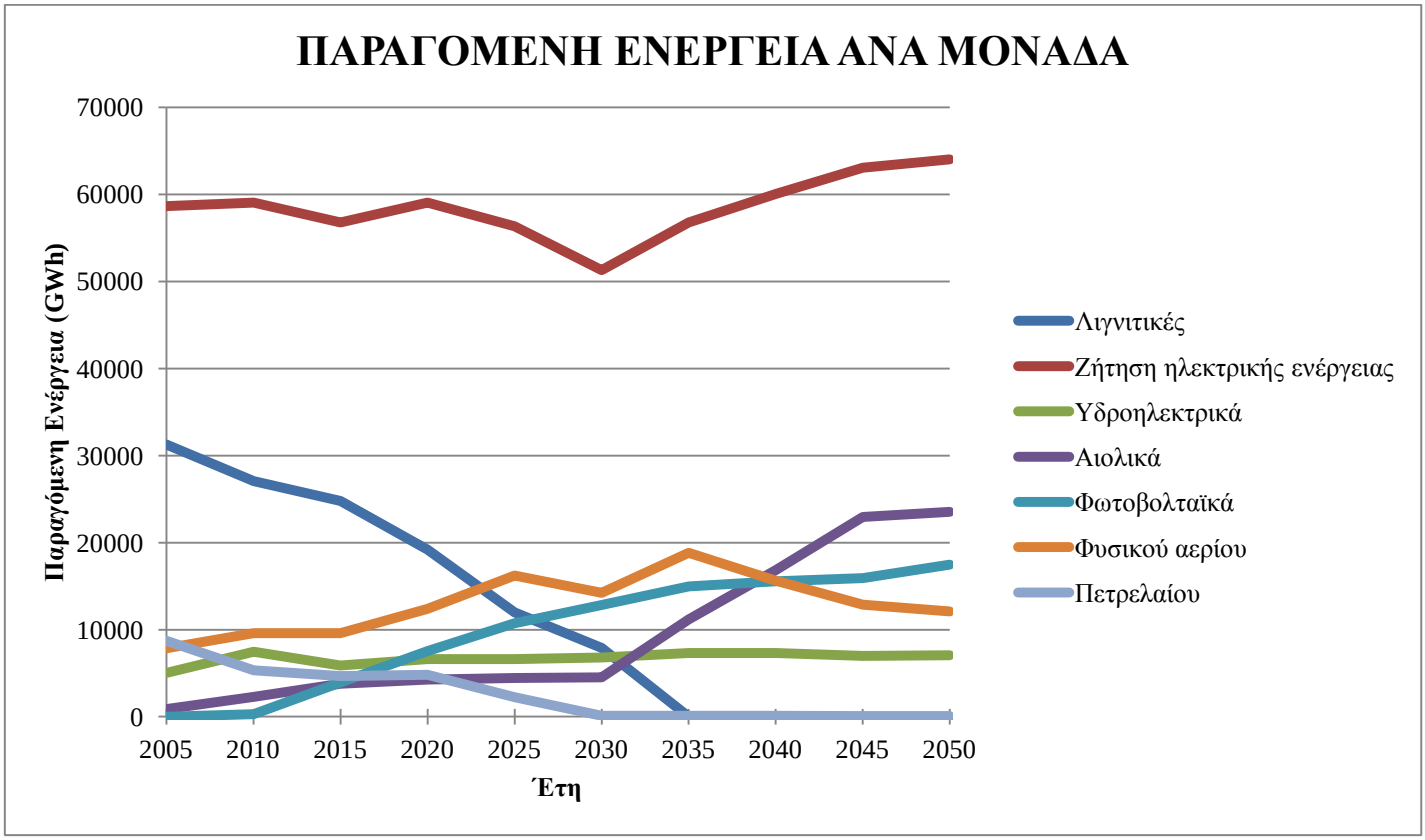
Σχήμα 3.29 Σχηματική απεικόνιση επενδύσεων ανά μονάδα, για σύστημα με αντλησιοταμίευση-Σενάριο 2

Ο πίνακας 3.52 περιλαμβάνει τη συνολική ενεργειακή παραγωγή των μονάδων και τις εισαγωγές ενέργειας που πραγματοποιούνται για την εξυπηρέτηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας των τελικών καταναλωτών. Αξίζει να παρατηρήσουμε πως, σε

αντίθεση με το πρώτο σενάριο, οι λιγνιτικές μονάδες αναστέλλουν τη λειτουργία τους από το 2035 και έπειτα. Οι μονάδες φυσικού αερίου, από το έτος εγκατάστασης της αντλίας (2030) και έπειτα, σημειώνουν την ελάχιστη παραγωγή τους το 2050, όταν η παραγωγή ενέργειας από τα αιολικά, τα φωτοβολταϊκά και τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς του δικτύου κυμαίνεται σε πολύ υψηλές τιμές. Τέλος, η παραγωγή ενέργειας των υδροηλεκτρικών σταθμών και των πετρελαϊκών μονάδων κυμαίνεται στα ίδια περίπου επίπεδα με τα αντίστοιχα του σεναρίου 1.

Τύπος Μονάδας	Παραγόμενη Ενέργεια (GWh)									
	Εξεταζόμενα Έτη									
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Λιγνιτικές	31241	27064	24802	19206	11988	7903	0	0	0	0
Φυσικού αερίου	7875	9583	9613	12397	16234	14216	18830	15612	12863	12109
Πετρελαίου	8715	5341	4653	4822	2244	123	115	118	53	56
Υδροηλεκτρικά	5017	7460	5880	6625	6625	6806	7330	7303	6995	7052
Αιολικά	876	2289	3785	4259	4454	4534	11191	16843	22962	23531
Φωτοβολταϊκά	2	304	3925	7541	10722	12819	14966	15537	15915	17455
Εισαγωγές	4941	7008	4115	4205	4078	5136	5316	5760	5532	5200

Πίνακας 3.52 Ενεργειακή κατάσταση του συστήματος με δυνατότητα αντλησιοταμίευσης-Σενάριο 2



Σχήμα 3.30 Ετήσια παραγόμενη ενέργεια ανά μονάδα, για σύστημα με αντλησιοταμίευση-Σενάριο 2

Η μικρή αύξηση της συνολικής ισχύος των φωτοβολταϊκών του συστήματος στο σενάριο 2 σε σχέση με το σενάριο 1, προκάλεσε μεγαλύτερη παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας στο δίκτυο. Παρ' όλα αυτά, όπως και στο σενάριο 1, η χαμηλή εγκατεστημένη ισχύς των αντλιών στο σύστημα δεν τις επιτρέπει να εκμεταλλευτούν αποδοτικά το πλεόνασμα ανανεώσιμης ενέργειας που προέρχεται από τη λειτουργία των αιολικών και των φωτοβολταϊκών. Έτσι, όσο μεγαλύτερη είναι η παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας, τόσο μεγαλύτερες είναι και οι ποσότητες ενέργειας που αδυνατούν να αξιοποιήσουν οι αντλίες και οι οποίες τελικά περικόπτονται. Η κατάσταση αυτή απεικονίζεται στον πίνακα 3.53 που ακολουθεί και στον οποίο φαίνεται καθαρά η αύξηση της περικοπτόμενης ενέργειας με το πέρασμα των ετών, όπως και η αντίστοιχη αύξηση του ποσοστού περικοπών.

Λειτουργία Συστήματος	**Μονάδα**	**Εξεταζόμενα έτη**									
		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Παραγωγή Α.Π.Ε (αιολικά+φ/β)	GWh	877	2593	7710	11800	15176	17353	26157	32380	38876	40987
Περικοπές Παραγωγής	GWh	0	0	0	0	105	364	1104	1820	2712	3753
Περικοπές/Παραγωγή	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,69	2,10	4,22	5,62	6,98	9,16

Πίνακας 3.53 Περικοπές ανανεώσιμης ενέργειας συγκριτικά με τη συνολική παραγωγή από Α.Π.Ε., για σύστημα με αντλησιοταμίευση-Σενάριο 2

Σχήμα 3.31 Περικοπές παραγωγής ενέργειας από Α.Π.Ε. ως ποσοστό της συνολικής παραγωγής από Α.Π.Ε., για σύστημα με αντλίες-Σενάριο 2

Το συνολικό κόστος ενός τέτοιου συστήματος ανέρχεται σε 13,322 δισεκατομμύρια ευρώ και οι συνολικές εκπομπές CO_2 στο περιβάλλον ανέρχονται σε 256 εκατομμύρια τόνους.

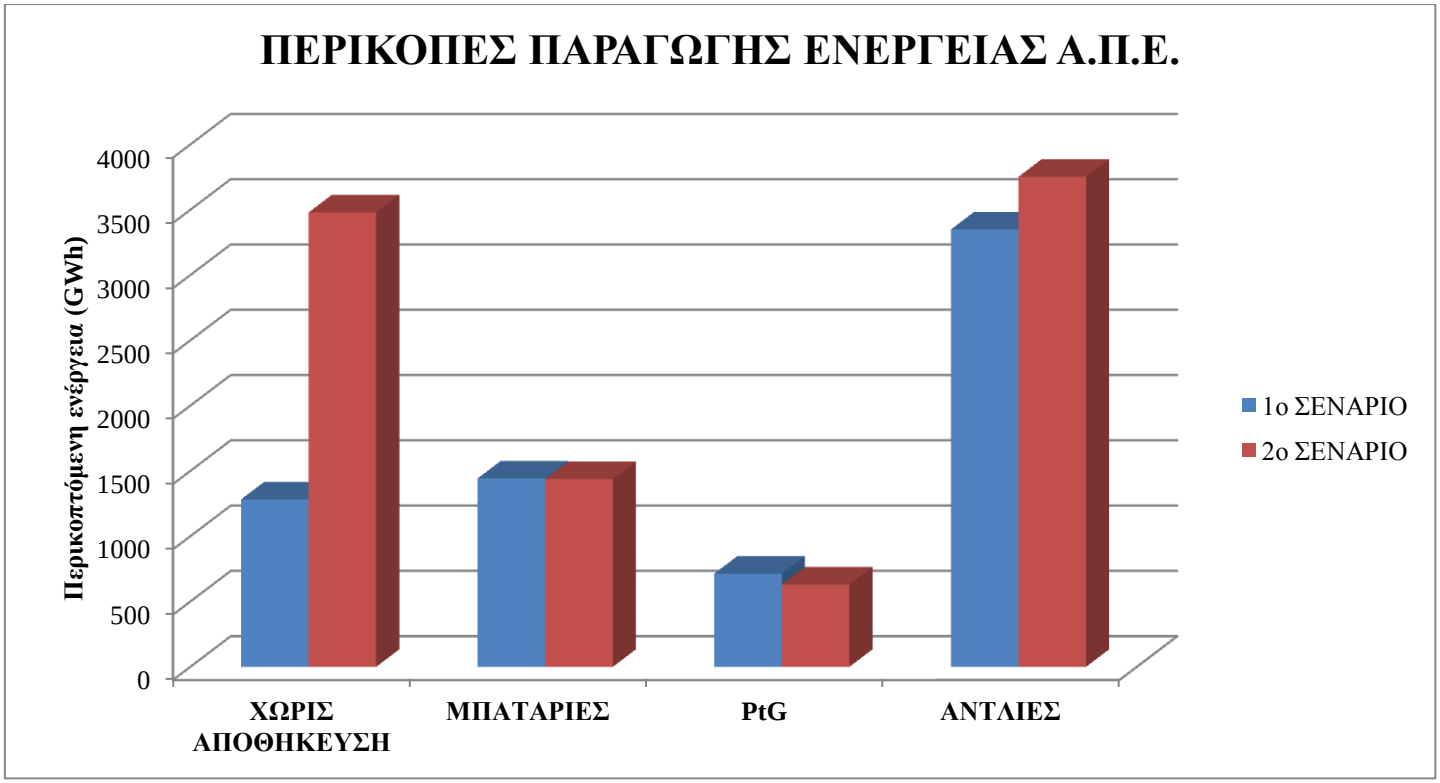
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4ο
ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Έχοντας παρουσιάσει πλέον αναλυτικά τον τρόπο με τον οποίο αλληλεπιδρούν κάποια από τα βασικότερα συστήματα αποθήκευσης (μπαταρίες, PtG, αντλίες) με το ηλεκτρικό δίκτυο, είμαστε σε θέση να εξάγουμε μερικά βασικά συμπεράσματα. Τα συμπεράσματα αυτά αφορούν τη γενικότερη λειτουργία των μονάδων αποθήκευσης που εξετάστηκαν στην παρούσα εργασία αλλά και τα οφέλη που αποκομίζει το σύστημα από την παρουσία τους.

Στον πίνακα 4.1 παρουσιάζονται οι συνολικές περικοπές παραγωγής ενέργειας που υφίστανται τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά του εκάστοτε συστήματος ανά σενάριο κατά το έτος 2050. Η επιλογή του έτους 2050 γίνεται διότι το συγκεκριμένο έτος αποτελεί το τελευταίο έτος της εξεταζόμενης περιόδου, επομένως το υπό μελέτη σύστημα έχει λάβει την τελική του μορφή όσον αφορά τις επενδύσεις ισχύος των μονάδων που το αποτελούν. Με άλλα λόγια, η εγκατεστημένη ισχύς των συμβατικών μονάδων, των Α.Π.Ε. (συμπεριλαμβανομένων των υδροηλεκτρικών σταθμών) και των μονάδων αποθήκευσης είναι η βέλτιστη δυνατή. Ως εκ τούτου οι περικοπές παραγωγής του έτους 2050 αποτελούν έναν ενδεικτικό δείκτη της ωφέλειας ή της ζημίας που προκαλούν οι μονάδες αποθήκευσης στο υφιστάμενο δίκτυο.

Εξεταζόμενο Σενάριο	**Περικοπές Παραγωγής Ενέργειας Α.Π.Ε. (GWh)**			
	2050			
	ΧΩΡΙΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ	**ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ**	**PtG**	**ΑΝΤΛΙΕΣ**
1ο ΣΕΝΑΡΙΟ	1282	1443	714	3349
2ο ΣΕΝΑΡΙΟ	3480	1438	630	3753
ΔΙΑΦΟΡΑ	2198	-5	-84	404

Πίνακας 4.1 Συγκριτικός πίνακας περικοπών παραγωγής ενέργειας ανά σενάριο κατά το έτος 2050



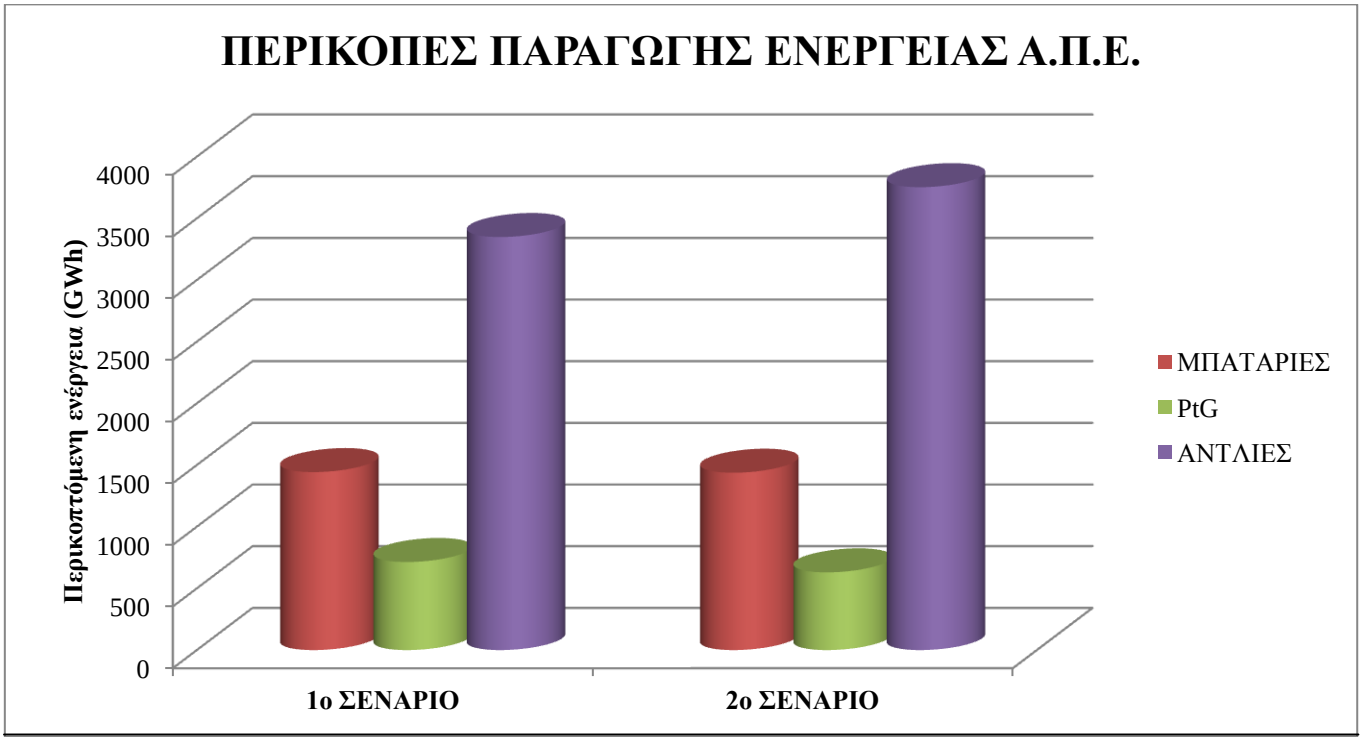
Σχήμα 4.1 Σύγκριση της περικοπτόμενης ενέργειας ανά σύστημα αποθήκευσης και ανά σενάριο

Κατ' αρχήν παρατηρούμε πως στα συστήματα που περιλαμβάνουν δυνατότητα αποθήκευσης με μπαταρίες ή μονάδες PtG, η αύξηση του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών του σεναρίου 2 σε σχέση με το σενάριο 1, επιφέρει μείωση των περικοπών παραγωγής ενέργειας. Αντίθετα στα συστήματα χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης όπως και σε αυτά με δυνατότητα αντλησιοταμίευσης, η αύξηση των τιμών του κόστους δικαιωμάτων εκπομπής προκαλεί αύξηση των περικοπών παραγωγής. Αυτό συμβαίνει διότι, οι υψηλές τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών ενισχύουν την παραγωγή ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά και τα αιολικά του συστήματος, όπως περιγράψαμε και παραπάνω. Οι μπαταρίες και οι μονάδες PtG θα αυξήσουν επίσης την εγκατεστημένη τους ισχύ προκειμένου να εκμεταλλευτούν την μεγαλύτερη περίσσεια ανανεώσιμης ενέργειας και να μειώσουν τις περικοπές. Όμως, τα συστήματα με δυνατότητα αντλησιοταμίευσης δεν μπορούν να προβούν σε επιπλέον επενδύσεις αντλιών, λόγω του μέγιστου περιορισμού δυναμικότητας που έχει τεθεί στις τελευταίες (0,5 GW). Τέλος τα συστήματα χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης δεν είναι σε θέση να εκμεταλλευτούν καθόλου την αύξηση της περίσσειας ενέργειας που προκύπτει από τις υψηλές τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών και είναι αναμενόμενο να αυξάνουν τις περικοπές παραγωγής ενέργειας στο δεύτερο σενάριο.

Στον πίνακα 4.2 πραγματοποιείται σύγκριση μεταξύ των τριών συστημάτων αποθήκευσης, όσον αφορά την περικοπτόμενη ενέργεια ανά σενάριο κατά το έτος 2050.

Εξεταζόμενο Σύστημα	Περικοπές Παραγωγής Ενέργειας Α.Π.Ε. (GWh)	
	ΣΕΝΑΡΙΑ	
	1ο ΣΕΝΑΡΙΟ	2ο ΣΕΝΑΡΙΟ
ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ	1443	1438
PtG	714	630
ΑΝΤΛΙΕΣ	3349	3753

Πίνακας 4.2 Συγκριτικός πίνακας περικοπών παραγωγής ενέργειας ανά σύστημα αποθήκευσης



Σχήμα 4.2 Σχηματική αναπαράσταση της σύγκρισης μεταξύ των συστημάτων αποθήκευσης, σχετικά με τις περικοπές παραγωγής ενέργειας

Παρατηρούμε λοιπόν ξεκάθαρα πως και στα δύο σενάρια, η περικοπτόμενη ενέργεια του συστήματος που περιλαμβάνει μονάδες PtG είναι η μικρότερη μεταξύ των τριών. Οι λόγοι για τους οποίους συμβαίνει αυτό είναι δύο. Ο πρώτος εξ αυτών σχετίζεται με το κόστος εγκατάστασης των συστημάτων αποθήκευσης. Η εγκατάσταση των μπαταριών σε ένα δίκτυο χαρακτηρίζεται από ένας κόστος ισχύος (ηλεκτρονικά ισχύος - €/kW, τυπική τιμή 370 €/kW) και ένα κόστος ενέργειας (αποθήκη - €/kWh, τυπική τιμή 550 €/kWh) [14]. Ο συνδυασμός αυτός εκτοξεύει το κόστος εγκατάστασης των μπαταριών στα ύψη. Αντίθετα, η λειτουργία μιας μονάδας PtG σχετίζεται άμεσα με τη λειτουργία μιας μονάδας φυσικού αερίου. Το συνολικό κόστος εγκατάστασης ενός ζεύγους (μονάδα PtG-1400 €/kW - μονάδα φυσικού αερίου-750 €/kW) [15,16] προκύπτει μικρότερο από το κόστος εγκατάστασης μιας συστοιχίας μπαταριών στο δίκτυο (με δεδομένο πως οι μονάδες PtG εξυπηρετούν

διπλό ρόλο στη λειτουργία του συστήματος). Έτσι, αν ανατρέξει κανείς στα δύο εξεταζόμενα σενάρια των μπαταριών (ενότητες 3.2.2 και 3.2.3) και των μονάδων PtG (ενότητες 3.3.2 και 3.3.3) θα διαπιστώσει πως η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων PtG είναι πολύ μεγαλύτερη από την αντίστοιχη των μπαταριών. Μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύς μονάδων αποθήκευσης σε ένα δίκτυο συνεπάγεται μεγαλύτερη εκμετάλλευση της περίσσειας ενέργειας που προκύπτει από τη λειτουργία των φωτοβολταϊκών και των αιολικών μονάδων, και κατά συνέπεια μείωση των περικοπών παραγωγής. Οι αντλίες, παρά το χαμηλό κόστος εγκατάστασής τους, βρίσκονται εκτός συναγωνισμού λόγω της εξαιρετικά χαμηλής δυναμικότητάς τους. Η χαμηλή δυναμικότητά των αντλιών δεν τις επιτρέπει να αξιοποιήσουν μεγάλες ποσότητες περίσσειας ανανεώσιμης ενέργειας, με αποτέλεσμα η τελευταία να περικόπτεται. Επομένως είναι αναμενόμενο, οι περικοπές παραγωγής ενέργειας που υφίστανται οι Α.Π.Ε. (αιολικά και φωτοβολταϊκά) σε ένα σύστημα με δυνατότητα αντλησιοταμίευσης να είναι αρκετά υψηλότερες από αυτές των άλλων δύο συστημάτων.

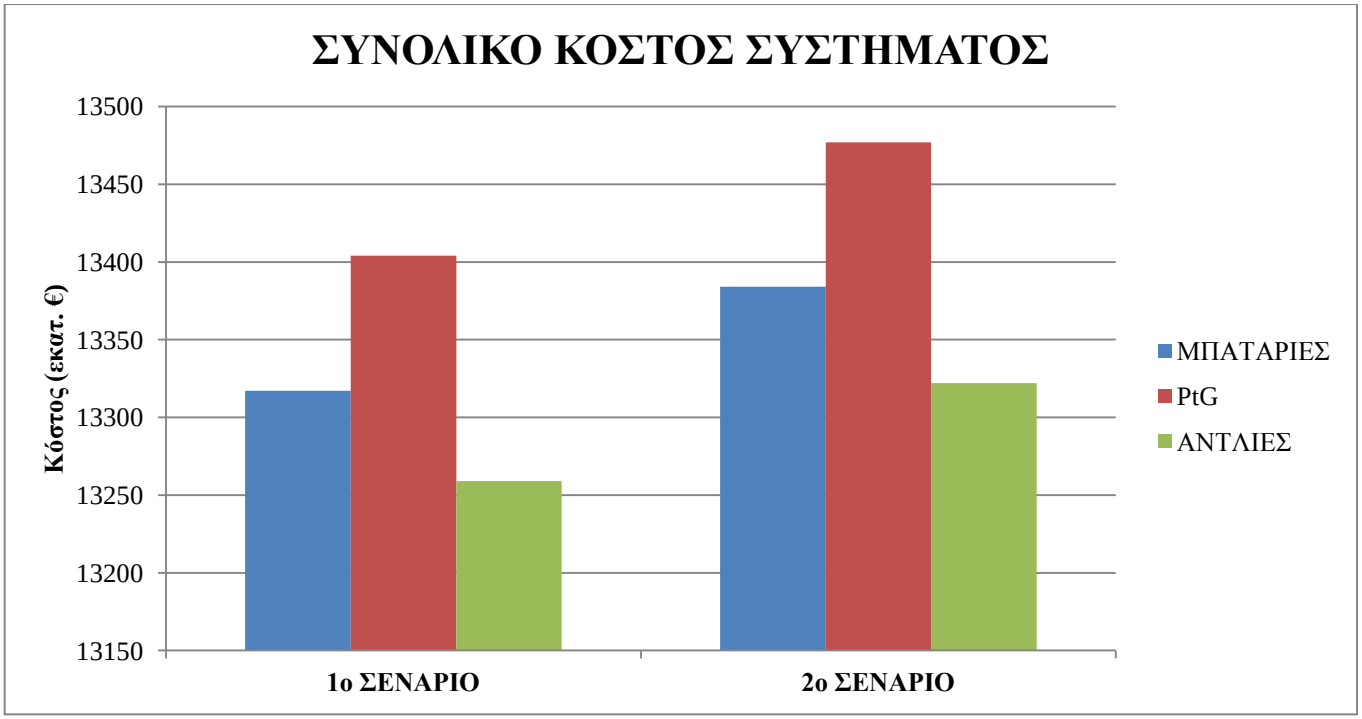
Ο δεύτερος λόγος σχετίζεται με τη λειτουργία των μονάδων PtG. Μια μονάδα PtG παράγει συνθετικό αέριο το οποίο θα χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο στις υφιστάμενες μονάδες φυσικού αερίου αλλά και για να εξυπηρετήσει τη ζήτηση συνθετικού αερίου των τελικών καταναλωτών από το δίκτυο φυσικού αερίου. Από την άλλη πλευρά, οι μπαταρίες και οι αντλίες εξυπηρετούν αποκλειστικά τις ανάγκες του συστήματος για αποθήκευση. Έτσι οι μονάδες PtG αναγκάζονται να απορροφούν μεγαλύτερες ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας στην είσοδό τους, συγκριτικά με τις μπαταρίες και τις αντλίες, ώστε να ανταποκρίνονται επαρκώς στο διπλό τους ρόλο. Η μεγαλύτερη απορρόφηση ηλεκτρικής ενέργειας συνεπάγεται αποδοτικότερη εκμετάλλευση της περίσσειας ανανεώσιμης ενέργειας του δικτύου και μείωση των περικοπών παραγωγής σε εξαιρετικά χαμηλά επίπεδα.

Καταλήγουμε λοιπόν στο συμπέρασμα πως η παρουσία μονάδων PtG σε ένα σύστημα επιφέρει τις μικρότερες δυνατές περικοπές παραγωγής ενέργειας, αξιοποιώντας κατά τον βέλτιστο τρόπο την περίσσεια ανανεώσιμης ενέργειας του δικτύου.

Στον πίνακα 4.3 πραγματοποιείται σύγκριση μεταξύ του κόστους των συστημάτων που περιλαμβάνουν κάθε φορά ένα εκ των τριών ειδών αποθήκευσης.

Εξεταζόμενο Σύστημα	**Συνολικό Κόστος Συστήματος (εκατομμύρια €)**	
	1ο ΣΕΝΑΡΙΟ	**2ο ΣΕΝΑΡΙΟ**
ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ	13317	13384
PtG	13404	13477
ΑΝΤΛΙΕΣ	13259	13322

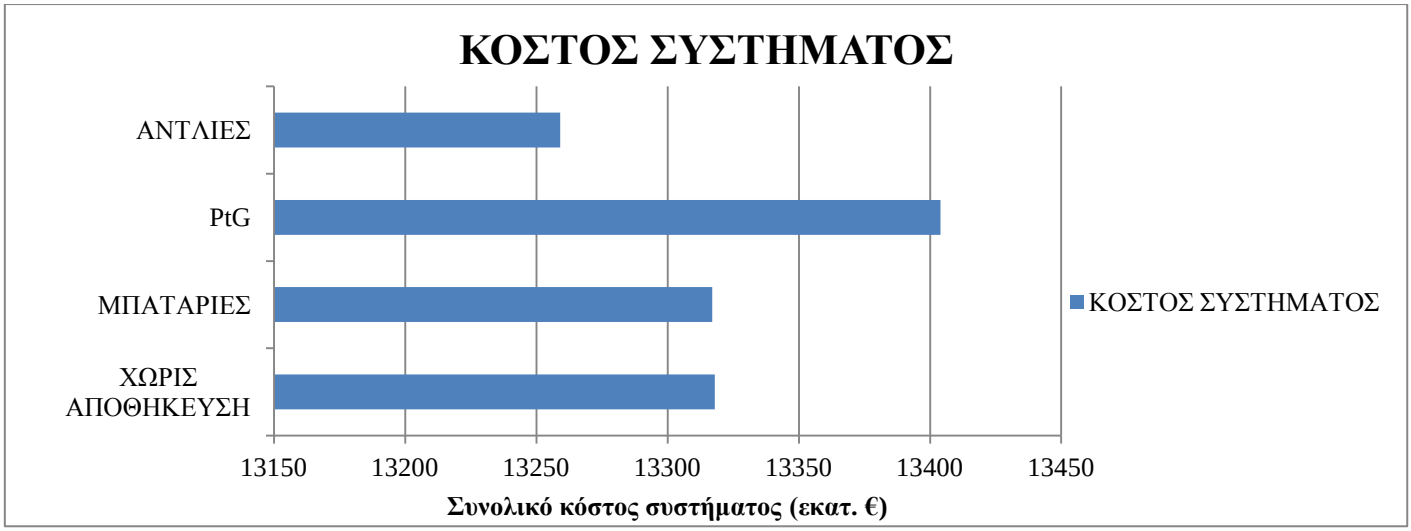
Πίνακας 4.3 Σύγκριση του συνολικού κόστους συστήματος για τα εξεταζόμενα είδη αποθήκευσης



Σχήμα 4.3 Σχηματική αναπαράσταση του συνολικού κόστους συστήματος για τα εξεταζόμενα είδη αποθήκευσης

Αρχικά διακρίνουμε πως η αύξηση των κόστους δικαιωμάτων εκπομπών που παρατηρείται στο δεύτερο σενάριο σε σχέση με το πρώτο, προκαλεί αύξηση του συνολικού κόστους του συστήματος και στα 3 υπό μελέτη συστήματα. Το γεγονός αυτό είναι αναμενόμενο, καθώς οι υψηλές τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών ευνοούν την εγκατάσταση αιολικών, φωτοβολταϊκών και υδροηλεκτρικών μονάδων στο σύστημα, οι οποίες είναι αρκετά ακριβές.

Έπειτα παρατηρούμε πως μεταξύ των 3 συστημάτων, το κόστος του συστήματος που περιλαμβάνει μονάδες PtG είναι το υψηλότερο και στα δύο σενάρια, ενώ το κόστος του συστήματος με δυνατότητα αντλησιοταμίευσης είναι με διαφορά το φθηνότερο. Το κόστος του συστήματος με μονάδες PtG είναι το υψηλότερο διότι οι μονάδες PtG είναι επιφορτισμένες με την εξυπηρέτηση της ζήτησης συνθετικού αερίου των τελικών καταναλωτών, εκτός από την παραγωγή καυσίμου, επομένως πραγματοποιείται μαζική εγκατάστασή τους στο δίκτυο. Η μαζική εγκατάσταση μονάδων PtG αυξάνει σημαντικά την εγκατεστημένη ισχύ τους και αυτή με τη σειρά της αυξάνει το συνολικό κόστος του συστήματος.



Σχήμα 4.4 Σύγκριση του κόστους μεταξύ των συστημάτων με αποθηκευτικές διατάξεις και αυτών χωρίς αποθήκευση

Τέλος, στο σχήμα 4.4 παρουσιάζεται μια σύγκριση του κόστους ανάμεσα στο σύστημα που δεν περιλαμβάνει αποθηκευτικές διατάξεις και σε αυτά που περιλαμβάνουν μπαταρίες, μονάδες PtG και αντλίες. Αυτό που είναι εύκολα διακριτό, είναι πως οι αντλίες αποτελούν την πιο φθηνή μέθοδο αποθήκευσης με το κόστος του συστήματος που τις εμπεριέχει να κυμαίνεται σε αρκετά χαμηλότερα επίπεδα από αυτά των υπολοίπων συστημάτων. Το γεγονός αυτό είναι αναμενόμενο λόγω του εξαιρετικά χαμηλού κόστους εγκατάστασής τους. Έπειτα παρατηρούμε πως το ακριβότερο προς υλοποίηση σύστημα, είναι αυτό που διαθέτει μονάδες PtG. Όπως αναφέραμε προηγουμένως, μια μονάδα PtG, εκτός από τη συνεισφορά της στην εξυπηρέτηση της ζήτησης ηλεκτρισμού των τελικών καταναλωτών, είναι επιφορτισμένη και με την εξυπηρέτηση της ζήτησης συνθετικού αερίου που προέρχεται από το δίκτυο φυσικού αερίου. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα η δυναμικότητά της στο σύστημα να είναι περισσότερο αυξημένη σε σχέση με τις αντίστοιχες των υπολοίπων αποθηκευτικών διατάξεων, γεγονός που προσαυξάνει σημαντικά το τελικό κόστος του συστήματος. Δεν πρέπει παρ' όλα αυτά να παραβλέψουμε το γεγονός πως οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα τέτοιο σύστημα, εξασφαλίζουν επιπλέον έσοδα με την πώληση του παραγόμενου συνθετικού αερίου στο δίκτυο φυσικού αερίου, έσοδα τα οποία δεν έχουν συνυπολογιστεί στο τελικό κόστος που φαίνεται στο σχήμα 4.4. Κατά την εξέταση σεναρίων που πραγματοποιήθηκαν στη διάρκεια της συγκεκριμένης εργασίας, παρατηρήθηκε ότι σε περίπτωση μηδενισμού της ζήτησης συνθετικού αερίου από το δίκτυο φυσικού αερίου, το συνολικό κόστος του συστήματος με αποθήκευση PtG ήταν μικρότερο από αυτό του σεναρίου χωρίς αποθήκευση. Ωστόσο, δεν πραγματοποιήθηκε η παρουσίαση του συγκεκριμένου σεναρίου μιας και η ρεαλιστική μοντελοποίηση των εν λόγω τεχνολογιών συμπεριλαμβάνει την ικανοποίηση της ζήτησης συνθετικού αερίου των καταναλωτών. Όσον αφορά τις μπαταρίες, διαπιστώνουμε πως το κόστος του συστήματος που τις διαθέτει, είναι μεγαλύτερο από το αντίστοιχο των αντλιών αλλά αρκετά μικρότερο από αυτό του συστήματος με μονάδες PtG. Αυτό όμως που δεν

μπορεί κανείς να παραβλέψει, είναι πως τα συστήματα με αποθηκευτικές διατάξεις είναι φθηνότερα από το αρχικό σύστημα που δεν είχε δυνατότητες αποθήκευσης (εξαίρεση αποτελεί το σύστημα με μονάδες PtG για το λόγο που αναφέραμε παραπάνω). Αυτός άλλωστε είναι ένας από τους βασικότερους λόγους που καθιστούν πλέον απαραίτητη τη μετάβαση σε συστήματα με αποθηκευτικές διατάξεις, η εξοικονόμηση χρημάτων μέσω της ελαχιστοποίησης του συνολικού κόστους ενός συστήματος.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5ο
ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΗΣ ΕΡΕΥΝΑΣ

Στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας εξετάστηκαν 3 βασικές μέθοδοι αποθήκευσης ενέργειας. Οι δύο εξ αυτών ανήκουν στον κλάδο της χημικής αποθήκευσης και πρόκειται για τις μπαταρίες και τις μονάδες PtG, ενώ η τρίτη αφορά την ηλεκτρομηχανική αποθήκευση ενέργειας με τη βοήθεια ταμιευτήρων νερού (αντλησιοταμίευση). Σκοπός της εργασίας ήταν να γίνει κατανοητό στον εκάστοτε αναγνώστη πως η παρουσία μιας αποθηκευτικής μονάδας στο δίκτυο αυξάνει τη διείσδυση των Α.Π.Ε. και μειώνει σημαντικά τις περικοπές παραγωγής τους. Έτσι, πραγματοποιήθηκε λεπτομερής ανάλυση του εκάστοτε συστήματος αποθήκευσης και εξήχθησαν χρήσιμα συμπεράσματα σχετικά με τη λειτουργία τους και τις δυνατότητές περαιτέρω ανάπτυξής τους.

Όπως διαπιστώσαμε από τη μελέτη μας, η εγκατάσταση μπαταριών σε ένα δίκτυο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όπως το ελληνικό, προβλέπεται να υλοποιηθεί από το έτος 2040 και έπειτα. Η δυναμικότητα των εγκατεστημένων μπαταριών έως το έτος 2050 δεν αναμένεται να ξεπερνά τα 0,43 GW κατά μέγιστο. Στο σημείο αυτό πρέπει να τονίσουμε πως τα σενάρια από τα οποία προέκυψαν τα εν λόγω αποτελέσματα σχετικά με την εγκατεστημένη ισχύ των μπαταριών, βασίζονται σε παραδοχές που δεν έχουν άμεση ισχύ. Τέτοιες παραδοχές είναι οι υψηλές τιμές του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών και τα μεγάλα χρηματικά κίνητρα ενίσχυσης των Α.Π.Ε. του δικτύου. Ο συνδυασμός των 2 αυτών παραδοχών, περιορίζει σημαντικά την παραγωγή ενέργειας των συμβατικών μονάδων και ενισχύει την παραγωγή ενέργειας από Α.Π.Ε.. Τα υψηλά επίπεδα παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας σε ένα σύστημα είναι αυτά που επιβάλλουν την εγκατάσταση αποθηκευτικών μονάδων. Με άλλα λόγια, η εγκατάσταση μπαταριών στο σύστημα προϋποθέτει συγκεκριμένα κίνητρα ώστε να υλοποιηθεί. Τα κίνητρα αυτά όμως αναμένεται να εφαρμοσθούν στο μακρινό μέλλον, με αποτέλεσμα η άμεση εγκατάσταση μπαταριών στο σύστημα να αποτελεί μια ουτοπία. Παρ' όλα αυτά, η πολιτική της ευρωπαϊκής ένωσης αλλά και της παγκόσμιας κοινότητας, στρέφεται προς την κατεύθυνση της μείωσης της παραγωγής ενέργειας από θερμικές μονάδες και στην αύξηση της παραγόμενης

ανανεώσιμης ενέργειας με γοργούς ρυθμούς. Εάν οι ρυθμοί αυτοί εξακολουθήσουν να υφίστανται και στο μέλλον, τότε η παρουσία αποθηκευτικών μονάδων/μπαταριών στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας θα αποτελεί τον κανόνα και όχι την εξαίρεση.
Έπειτα, αν ανατρέξει κανείς στην ανάλυση του συστήματος με μπαταρίες, θα διαπιστώσει πως και στα 2 εξεταζόμενα σενάρια η εγκατεστημένη ισχύς των μπαταριών είναι μικρή. Αυτό συμβαίνει διότι οι μπαταρίες απαιτούν σημαντικό χώρο για την τοποθέτησή τους. Δεν πρέπει να ξεχνάμε πως η τοποθέτηση μιας μπαταρίας συνοδεύεται από τον αντίστοιχο αντιστοφέα που πρέπει να τοποθετηθεί μαζί της, επομένως ο συνολικός χώρος που καταλαμβάνουν είναι μεγάλος. Μπαταρίες συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 0,36 GW, όπως αυτή του σεναρίου 1, απαιτούν 16,89 στρέμματα για την εγκατάστασή τους ενώ μπαταρίες συνολικής ισχύος 0,43 GW, όπως αυτή του σεναρίου 2, απαιτούν 20,17 στρέμματα για την εγκατάστασή τους. Εύκολα λοιπόν γίνεται αντιληπτό πως η αύξηση στην εγκατεστημένη ισχύ των μπαταριών θα αυξήσει σε μεγάλο βαθμό τον απαιτούμενο χώρο για την τοποθέτησή τους, ένας χώρος που δεν είναι πάντα εύκολα διαθέσιμος. Για το λόγο αυτό, οι κατασκευαστές μπαταριών επικεντρώνονται στην αύξηση της ενεργειακής πυκνότητας των μπαταριών (Wh/m^3) μέσω της χρήσης εξελιγμένων υλικών στην κατασκευή τους. Σκοπός τους δηλαδή είναι η αύξηση της ενέργειας που μπορεί να αποθηκεύσει ή να αποδώσει στο δίκτυο μια μπαταρία (Wh) διατηρώντας σταθερό τον χώρο που καταλαμβάνει (m^3). Τέτοιες μπαταρίες είναι οι μπαταρίες θειικού νατρίου (NaS), οι οποίες κατασκευάζονται από φθηνά και μη τοξικά υλικά. Η ειδική τους ενέργεια ανέρχεται σε 150-240 Wh/kg. Όμως, οι υψηλές θερμοκρασίες λειτουργίας τους και η διαβρωτική συμπεριφορά του θείου τις καθιστούν ακατάλληλες για μαζική χρήση [5].

Τέλος, το υψηλό κόστος εγκατάστασης των μπαταριών, τις καθιστά ακατάλληλες για μαζική τοποθέτηση σε ένα δίκτυο. Το υψηλό τους κόστος οφείλεται κατά κύριο λόγο στα ηλεκτρονικά ισχύος που απαιτούνται για την ομαλή λειτουργία τους. Όμως, η πρόοδος της τεχνολογίας των υλικών καθιστά τα ηλεκτρονικά ισχύος ολοένα και πιο προσιτή επιλογή. Η αντοχή τους σε υψηλότερες θερμοκρασίες, ο ταχύτερος χρόνος αντίδρασής τους στις μεταβολές του ρεύματος και η μεγαλύτερη διάρκεια ζωής τους, είναι μερικά μόνο από τα χαρακτηριστικά των ηλεκτρονικών ισχύος που αναμένεται να βελτιώσουν σημαντικά το ρόλο των μπαταριών στο δίκτυο, επιτρέποντας στις τελευταίες να εκμεταλλευτούν μεγαλύτερα ποσά ανανεώσιμης ενέργειας και πολύ πιο αποδοτικά. Τέτοιες μπαταρίες, που μπορούν να υποστηρίξουν εξελιγμένα ηλεκτρονικά ισχύος, είναι οι μπαταρίες λιθίου και οι μπαταρίες θειικού νατρίου. Οι μπαταρίες αυτές χαρακτηρίζονται για την υψηλή τους απόδοση και τη μεγάλη αντοχή τους στις καταπονήσεις [17]. Προς το παρόν όμως, χρησιμοποιούνται σε εφαρμογές μικρής κλίμακας, λόγω της αναπτυσσόμενης (και κατά συνέπεια αμφιλεγόμενης) τεχνολογίας στην οποία έχουν στηριχθεί.

Όσον αφορά τις μονάδες Power to Gas, το κόστος τους δεν αποτελεί ιδιαίτερο πρόβλημα, αφού μέχρι το 2050 αναμένεται να μειωθεί στα επίπεδα των 900 €/kW [15], την ίδια περίοδο που το κόστος εγκατάστασης μιας αιολικής μονάδας παραγωγής αναμένεται στα 1000 €/kW [16]. Το σχετικά χαμηλό κόστος εγκατάστασης των μονάδων PtG, συντελεί στη μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων PtG που παρατηρείται κατά την εξέταση του συστήματος της ενότητας 3.3 (σύστημα με μονάδες PtG). Αυτός είναι και ένας από τους κυριότερους λόγους που οι μονάδες PtG πλεονεκτούν έναντι των μπαταριών.

Η υψηλή εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων PtG στο σύστημα της ενότητας 3.3 δεν συνεπάγεται αυτόματα πρόσφορο έδαφος για την ανάπτυξη της εν λόγω τεχνολογίας. Εκτός του χαμηλού κόστους εγκατάστασης των μονάδων PtG, ένας βασικός λόγος που ενισχύει την εγκατάστασή τους στο σύστημα είναι η ύπαρξη των κατάλληλων κινήτρων. Τα κίνητρα αυτά, όπως και στην περίπτωση των μπαταριών, είναι το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών και η πολιτική ενίσχυσης των Α.Π.Ε. του δικτύου. Ο συνδυασμός των κινήτρων αυτών περιορίζει τη λειτουργία των θερμικών μονάδων και δίνει έμφαση στην παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας. Όσο μεγαλύτερα είναι τα ποσά της παραγόμενης ανανεώσιμης ενέργειας, τόσο μεγαλύτερη είναι και η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων PtG, όπως αναλύσαμε εκτενώς στην παρούσα εργασία. Επομένως, η μεγάλη διείσδυση των μονάδων PtG στο σύστημα προϋποθέτει κίνητρα τα οποία στην παρούσα κατάσταση μοιάζουν εξαιρετικά αμφίβολα. Εάν όμως συνεχιστεί η πολιτική των αρμοδίων φορέων που υποστηρίζει την ελαχιστοποίηση της χρήσης των ορυκτών καυσίμων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τη μεγιστοποίηση της παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας, τότε η έντονη παρουσία των μονάδων PtG στο σύστημα φαντάζει απόλυτα προσιτή λύση για το άμεσο μέλλον.

Τέλος, όπως αναφέρουμε παραπάνω, μια μονάδα PtG αποτελείται από έναν ηλεκτρολύτη και έναν μεθανοποιητή, δυο μονάδες οι οποίες συνεργάζονται αρμονικά προς παραγωγή συνθετικού αερίου. Όσον αφορά την ηλεκτρόλυση, η επικρατούσα τεχνική που εφαρμόζεται κατά κόρον είναι η αλκαλική ηλεκτρόλυση ενώ όσον αφορά τη μεθανοποίηση, εφαρμόζεται ευρέως η χημική μεθανοποίηση. Η τάση όμως της εποχής προτρέπει τη μετάβαση από την αλκαλική ηλεκτρόλυση στην ηλεκτρόλυση PEM (Proton Exchange Membrane) και τη μετάβαση από τη χημική μεθανοποίηση στη βιολογική. Σχετικά με την ηλεκτρόλυση PEM, όπως περιγράφουμε στην ενότητα 2.2.3.1, αυτή πλεονεκτεί έναντι της αλκαλικής διότι έχει υψηλότερο βαθμό απόδοσης και μεγαλύτερα επίπεδα παραγωγής υδρογόνου στην έξοδό της. Όμοια, η βιολογική μεθανοποίηση πλεονεκτεί έναντι της χημικής λόγω της μικρότερης θερμοκρασίας λειτουργίας της (50 ^{o}C έναντι 300-400 ^{o}C της χημικής) και του μικρότερου χρόνου αντίδρασής της (0,2 min έναντι 5 min της χημικής) [7]. Εάν λοιπόν καταβληθούν όλες οι αναγκαίες προσπάθειες για την ανάπτυξη της PEM ηλεκτρόλυσης και της βιολογικής μεθανοποίησης, τότε οι μονάδες PtG θα λειτουργούν αποδοτικότερα, θα

παράγουν μεγαλύτερα ποσά συνθετικού αερίου και θα συμβάλλουν στη μείωση της εξάρτησης από τα συμβατικά καύσιμα με ταυτόχρονη αύξηση της διείσδυσης των Α.Π.Ε. στο σύστημα.

Κλείνοντας, όσον αφορά τις αντλίες, το κόστος εγκατάστασής τους είναι εξαιρετικά χαμηλό και δεν αποτελεί ανασταλτικό παράγοντα για την τοποθέτησή τους στο δίκτυο. Το μόνο πρόβλημα που σχετίζεται με την τοποθέτηση αντλιών στο σύστημα ως αποθηκευτικό μέσο, είναι η έλλειψη μεγάλης ποσότητας νερού την οποία μπορούν να εκμεταλλευτούν για να τροφοδοτήσουν τον ταμιευτήρα. Επομένως, οι αντλίες αποτελούν ένα ώριμο και δοκιμασμένο αποθηκευτικό μέσο, το οποίο όμως δεν μπορεί να αξιοποιηθεί σε μεγάλο βαθμό λόγω τεχνικών περιορισμών που είναι εξαιρετικά δύσκολο να ξεπεραστούν.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6ο
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[1] Ε. Θεοπούλου, "Δυνατότητες Χρήσης Συστημάτων Αποθήκευσης Ενέργειας με Προοπτική Ηλεκτρικής Δικτύωσης σε Επίπεδο Συνοικίας" , Μεταπτυχιακή Διατριβή, ΕΜΠ, Αθήνα, 2012.

[2] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation" , *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511-536, January, 2015.

[3] Μ. Μ. Άμπντ, "Αποθήκευση Ενέργειας-Μέθοδοι και Εφαρμογές" , Διπλωματική Εργασία, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών, ΕΜΠ, Αθήνα, 2014.

[4] Δ. Παπαντώνης, "Υδροδυναμικές Μηχανές, Αντλίες-Υδροστρόβιλοι, Υδροδυναμικές Μεταδόσεις" , Εκδόσεις Συμεών, Αθήνα, 2004.

[5] V. Efthimiou, I. Hadjipaschalis, A. Poullikas, "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications" , *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 1513-1522, August-September, 2009.

[6] Lab of soft energy applications & environmental protection, "ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ" , Dept of mechanical engineering, Technological Education Institute of Piraeus, Ιούλιος, 2013.

[7] L. Grond, P. Schulze & J. Holstein, "Systems Analyses Power to Gas: A technology review" , *DNV KEMA Energy & Sustainability*, Groningen, June, 1989.

[8] J. de Bucy, "THE POTENTIAL OF POWER-TO-GAS: Technology review and economic potential assessment" , *ENEA CONSULTING*, January, 2016.

[9] P. Schmidt, W. Weindorf, "Power-to-Liquids: Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel" , *German Environment Agency*, September, 2016.

[10] California Hydrogen Business Council, "Power-to-Gas: The case for Hydrogen" , Los Angeles, October, 2015.

[11] S. Schiebahn, T. Grube, M. Robinius, V. Tietze, B. Kumar, D. Stolten, "Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany" , *ELSEVIER*, January, 2015.

[12] A. S. Pedersen, "Status and recommendations for R&D on energy storage technologies in a Danish context" , *Danish Energy Authority, Energinet.dk, Danish Council for Strategic Research, Danish Energy Association*, February, 2014.

[13] Διαδικτυακός Ιστότοπος: https://www.tesla.com/powerpack

[14] T. Zhang, "The economic Benefits of Battery Energy Storage System in Electric Distribution System" , Degree of Master of Science, Worcester Polytechnic Institute, Electrical and Computer Engineering, April, 2013.

[15] World Energy Council, "E-storage: Shifting from cost to value, Wind and solar applications" , *World Energy Resources*, London, 2016.

[16] Π. Κάπρος, "ΜΟΝΤΕΛΑ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΥ" , Αθήνα, 2008.

[17] International Renewable Energy Agency, Energy Technology Systems Analysis Programme of the IEA, "Technology Policy Brief-Electricity Storage", 2012.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

Πίνακας 1 Διάρκεια ζωής μονάδων

$surv_{i,j,r}$			Έτος Εγκατάστασης Μονάδας									
			2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ ΜΟΝΑΔΑ	Εξεταζόμενο Έτος	2005	1									
		2010	1	1								
		2015	1	1	1							
		2020	1	1	1	1						
		2025	1	1	1	1	1					
		2030	1	1	1	1	1	1				
		2035	1	1	1	1	1	1	1			
		2040		1	1	1	1	1	1	1		
		2045			1	1	1	1	1	1	1	
		2050				1	1	1	1	1	1	1
ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	Εξεταζόμενο Έτος	2005	1									
		2010	1	1								
		2015	1	1	1							
		2020	1	1	1	1						
		2025	1	1	1	1	1					
		2030		1	1	1	1	1				
		2035			1	1	1	1	1			
		2040				1	1	1	1	1		
		2045					1	1	1	1	1	
		2050						1	1	1	1	1
ΠΕΤΡΕΛΑΙΟΥ	Εξεταζόμενο Έτος	2005	1									
		2010	1	1								
		2015	1	1	1							
		2020	1	1	1	1						
		2025	1	1	1	1	1					
		2030	1	1	1	1	1	1				
		2035	1	1	1	1	1	1	1			
		2040	1	1	1	1	1	1	1	1		
		2045	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
		2050		1	1	1	1	1	1	1	1	1
ΥΗΣ	Εξεταζόμενο Έτος	2005	1									
		2010	1	1								
		2015	1	1	1							
		2020	1	1	1	1						
		2025	1	1	1	1	1					
		2030	1	1	1	1	1	1				
		2035	1	1	1	1	1	1	1			
		2040	1	1	1	1	1	1	1	1		
		2045	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
		2050	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ΑΙΟΛΙΚΑ	Εξεταζόμενο Έτος	2005	1									
		2010	1	1								
		2015	1	1	1							
		2020	1	1	1	1						
		2025		1	1	1	1					
		2030			1	1	1	1				
		2035				1	1	1	1			
		2040					1	1	1	1		
		2045						1	1	1	1	
		2050							1	1	1	1

Πίνακας 1 (συνέχεια) Διάρκεια ζωής μονάδων

$surv_{i,j,r}$ (συνέχεια)			Έτος Εγκατάστασης Μονάδας									
			2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Φ/Β	Εξεταζόμενο Έτος	2005	1									
		2010	1	1								
		2015	1	1	1							
		2020	1	1	1	1						
		2025	1	1	1	1	1					
		2030		1	1	1	1	1				
		2035			1	1	1	1	1			
		2040				1	1	1	1	1		
		2045					1	1	1	1	1	
		2050						1	1	1	1	1
ΜΠΑΤΑΡΙΕΣ	Εξεταζόμενο Έτος	2005	1									
		2010	1	1								
		2015	1	1	1							
		2020	1	1	1	1						
		2025		1	1	1	1					
		2030			1	1	1	1				
		2035				1	1	1	1			
		2040					1	1	1	1		
		2045						1	1	1	1	
		2050							1	1	1	1
PtG	Εξεταζόμενο Έτος	2005	1									
		2010	1	1								
		2015	1	1	1							
		2020	1	1	1	1						
		2025		1	1	1	1					
		2030			1	1	1	1				
		2035				1	1	1	1			
		2040					1	1	1	1		
		2045						1	1	1	1	
		2050							1	1	1	1
ΔΕΞΑΜΕΝΗ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ	Εξεταζόμενο Έτος	2005	1									
		2010	1	1								
		2015	1	1	1							
		2020	1	1	1	1						
		2025	1	1	1	1	1					
		2030	1	1	1	1	1	1				
		2035	1	1	1	1	1	1	1			
		2040	1	1	1	1	1	1	1	1		
		2045	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
		2050		1	1	1	1	1	1	1	1	1
ΑΝΤΛΙΕΣ	Εξεταζόμενο Έτος	2005	1									
		2010	1	1								
		2015	1	1	1							
		2020	1	1	1	1						
		2025	1	1	1	1	1					
		2030		1	1	1	1	1				
		2035			1	1	1	1	1			
		2040				1	1	1	1	1		
		2045					1	1	1	1	1	
		2050						1	1	1	1	1

Πίνακας 2 Επιτρεπόμενες ώρες φόρτισης μπαταριών (χαμηλό φορτίο συστήματος)

Επιτρεπόμενες Ώρες Φόρτισης Μπαταριών							
1	25	49	73	97	124	145	169
2	26	50	74	98	125	146	170
3	27	51	75	99	126	147	171
4	28	52	76	100	127	148	172
5	29	53	77	101	128	149	173
6	30	54	78	102	134	150	174
7	31	55	79	103	135	151	175
8	32	56	80	104	136	166	182
23	40	57	88	119	137	167	183
24	48	72	96	120	138	168	184

Πίνακας 3 Επιτρεπόμενες ώρες αποφόρτισης μπαταριών (υψηλό φορτίο συστήματος)

Επιτρεπόμενες Ώρες Εκφόρτισης Μπαταριών							
10	33	59	82	105	121	153	177
11	34	60	83	106	122	154	178
12	35	61	84	107	129	155	179
13	36	62	85	108	130	156	180
14	37	63	86	109	131	157	181
15	42	64	91	111	132	159	186
18	43	65	92	114	140	160	187
19	44	66	93	115	141	162	188
20	45	67	94	116	142	163	189
21	46	69	95	117	143	164	190

Πίνακας 4 Συσχέτιση μονάδων με τα χρησιμοποιούμενα καύσιμα ($mapf_{i,f}$)

Είδος Μονάδας	**Χρησιμοποιούμενο καύσιμο**
Λιγνιτική	Λιγνίτης
Φυσικού αερίου	Φυσικό αέριο
	Συνθετικό αέριο
Πετρελαίου	Πετρέλαιο
Υδροηλεκτρικά	Νερό