



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Βέλτιστη ανάπτυξη συστημάτων παραγωγής με
αξιοποίηση της αποθήκευσης, για επίτευξη πολύ υψηλής
διείσδυσης ΑΠΕ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

ΧΑΤΖΗΣΤΥΛΙΑΝΟΥ ΕΥΑΓΓΕΛΟΥ

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2021



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Βέλτιστη ανάπτυξη συστημάτων παραγωγής με
αξιοποίηση της αποθήκευσης, για επίτευξη πολύ υψηλής
διείσδυσης ΑΠΕ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

ΧΑΤΖΗΣΤΥΛΙΑΝΟΥ ΕΥΑΓΓΕΛΟΥ

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 15^η Μαρτίου 2021.

(Υπογραφή)

.....
Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

(Υπογραφή)

.....
Πάυλος Γεωργιλάκης
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

(Υπογραφή)

.....
Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2021

(Υπογραφή)

.....

ΧΑΤΖΗΣΤΥΛΙΑΝΟΣ ΕΥΑΓΓΕΛΟΣ

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

© 2021 – All rights reserve

Περίληψη

Η Ελλάδα, όπως και όλα τα υπόλοιπα κράτη μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ), είναι υπόχρεη να επιτύχει υψηλές διεισδύσεις ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) και για το λόγο αυτό δημιουργήθηκε, προσεκτικά, ο μακροπρόθεσμος ενεργειακός σχεδιασμός της. Η συνύπαρξη αποθηκευτικών μέσων και τεχνολογιών ΑΠΕ κρίνεται αναπόφευκτη στην πορεία κάθε χώρας προς την αναβάθμιση του ηλεκτρικού της συστήματος και στην προσπάθεια προς την απανθρακοποίηση αυτού. Η επιτυχής εύρεση του βέλτιστου, οικονομικά και τεχνικά, ενεργειακού μείγματος, λοιπόν, αποτελεί το αρχικό στάδιο για την κατάρτιση μιας ορθολογικής πορείας της χώρας και τη δημιουργία της ελληνικής στρατηγικής, με απώτερο σκοπό τη συμμόρφωσή της με τις απαιτήσεις και τους στόχους της ΕΕ.

Στην παρούσα εργασία, δομείται ένα μοντέλο αναζήτησης του ιδανικού οικονομοτεχνικά παραγωγικού στόλου της Ελλάδας, για ένα μελλοντικό έτος, με δεδομένους στόχους διείσδυσης και περικοπών ΑΠΕ. Ο αλγόριθμος, που δημιουργήθηκε, αποτελεί ένα πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού (LP), με την ονομασία capacity expansion planning (CEP), η λύση του οποίου αποτελείται τόσο από την τελική εγκατεστημένη ισχύ κάθε αποθηκευτικού μέσου και ανανεώσιμης τεχνολογίας, όσο και από τη βέλτιστη λειτουργία όλων των συνιστωσών του συστήματος κατά τη διάρκεια ενός έτους. Το τελευταίο, επιτυγχάνεται μέσω της εισαγωγής στο μοντέλο του προβλήματος ένταξης των μονάδων βάσει της βέλτιστης οικονομικότητας του συστήματος.

Στο παραπάνω μοντέλο δε συμπεριλαμβάνονται οι τεχνικοί περιορισμοί των συμβατικών μονάδων φυσικού αερίου. Παρόλα αυτά, η υλοποίηση και η χρήση ενός πληρέστερου αλγορίθμου, με την ύπαρξη των τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων, καταλήγει σε παρόμοια αποτελέσματα. Αντιθέτως, η αναλυτική περιγραφή των υδροηλεκτρικών σταθμών (ΥΗΣ) της χώρας κρίνεται απαραίτητη για την εξαγωγή των καμπυλών αναφοράς καθενός μεγάλου ΥΗΣ, παρά το γεγονός ότι υπάρχει σύγκλιση αποτελεσμάτων σε περίπτωση απλουστευμένης μοντελοποίησής τους. Επιπλέον, το μοντέλο βασίζεται απόλυτα στα δεδομένα εισόδου του και για το λόγο αυτό επιχειρείται μια ανάλυση ευαισθησίας ως προς τα επενδυτικά κόστη των αποθηκευτικών μέσων, τα οποία και ποικίλλουν σε παρόμοιες μελέτες. Τέλος, για σταθερή διείσδυση -της τάξεως του 90%- διενεργούνται διαφορετικά σενάρια με στόχο τη μείωση των περικοπών ΑΠΕ και, επομένως, την αύξηση της αξιοποίησης αυτών. Τα τελευταία σενάρια ελέγχονται σε ΣΗΕ με πρότερη ύπαρξη φωτοβολταϊκών σταθμών, αιολικών πάρκων και μονάδων ΦΑ, αλλά και σε greenfield σύστημα, δηλαδή με απουσία των προαναφερθέντων.

Κάνοντας, λοιπόν, αποτίμηση των αποτελεσμάτων από όλα τα σενάρια, εξάγεται το συμπέρασμα ότι υπάρχουν συγκεκριμένες τάσεις και κατευθύνσεις που θα πρέπει να ακολουθηθούν για την επίτευξη κάθε στόχου ανά σενάριο.

Λέξεις Κλειδιά: γραμμικός προγραμματισμός, ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, αποθήκευση ενέργειας, μπαταρίες ιόντων λιθίου, αντλησιοταμίευση, αποθήκευση υδρογόνου, διείσδυση ΑΠΕ, περικοπές ΑΠΕ, σχεδιασμός ηλεκτρικού συστήματος, λειτουργία ηλεκτρικού συστήματος, εφεδρείες

Abstract

Greece, as every other country-member of the EU, is obliged to carry out its long-term energy planning for achieving high penetration of renewable energy sources (RES) in the future. For this particular reason, the national energy and climate plan has been, carefully, created. The simultaneous existence of energy storage technologies and RES tends to be inevitable for the improvement of the electrical system and the attempt to reach deep decarbonization. Thus, finding the economically and technically optimal energy mix is the first step in the design of the national energy strategy, so that the country succeeds in complying with the EU requirements and objectives.

In the current thesis, a model for finding the future techno-economically optimal generation capacity of Greece for one independent year, with specific targets on penetration and curtailments of RES, is developed. The algorithm resolves a linear programming (LP) problem, namely capacity expansion problem (CEP), the solution of which indicates the optimal generation mix of the target year. Model decision variables include the installed capacity of storage technologies (Li-Ion batteries, PHS, Power-to-Gas), renewable sources (Wind On/Off Shore, Photovoltaics) and conventional units (combined cycle gas turbines with and without carbon capture storage capabilities). For shake of completeness, the operation of the system components during the whole year is optimized by embedding a unit commitment and economic dispatch (UC-ED) problem within the model.

Technical limitations of CCGTs are excluded of the abovementioned model. Nevertheless, the use of a more complete algorithm, including the technical minimums of CCGTs, gives similar results. Contrariwise, the detailed description of the hydroelectric power plants (HPPs) is necessary for the extraction of reference curves for every individual HPP, even though there is convergence between the results in case of using a model with a simplified version of the HPPs. Additionally, as the model is completely based on the input data, it is further investigated, in the context of a sensitivity analysis on the investment costs of storage technology. Finally, multiple scenarios under the same renewable penetration -at level of 90%- are carried out, reducing the target of RES curtailments. These scenarios are investigated both in brownfield and greenfield systems, i.e. with previous existence and absence of photovoltaic stations, wind farms and CCGTs, respectively.

To sum up, by evaluating the results of the aforementioned simulations, it is effortlessly concluded that there are some trends and paths that should be followed to achieve the different goals of each scenario.

Keywords: linear programming, renewable energy sources, energy storage, Li-Ion Batteries, pumped hydro station (PHS), power-to-hydrogen (P2G), RES penetration, RES curtailments, energy system planning, energy system operation, reserves

Ευχαριστίες

Η ολοκλήρωση της διπλωματικής μου εργασίας σηματοδοτεί την περάτωση των προπτυχιακών σπουδών μου, καθ' όλη τη διάρκεια των οποίων γνώρισα πολλούς και ιδιαίτερους ανθρώπους που βοήθησαν στην εξέλιξη της προσωπικότητας και του χαρακτήρα μου, ενώ απέκτησα καίριες γνώσεις και αμέτρητες εμπειρίες που θα με καθοδηγούν στην μετέπειτα πορεία μου.

Κατά τη διάρκεια της φοίτησής μου έλαβα αμέριστη βοήθεια και υποστήριξη από πολλούς ανθρώπους, στους οποίους οφείλω ένα μεγάλο ευχαριστώ.

Πρώτα από όλα, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον κ. Σταύρο Παπαθανασίου, Καθηγητή ΕΜΠ και επιβλέποντα της παρούσας Διπλωματικής Εργασίας, ο οποίος μου έδωσε τη δυνατότητα να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον και καίριο ερευνητικά θέμα. Επιπλέον, τον ευχαριστώ για τη στήριξη και τις γνώσεις που μου μετέδωσε, σε μια περίοδο όπου οι διαπροσωπικές επαφές, και άρα η εύρυθμη καθοδήγηση, ήταν τόσο δύσκολη όσο και περιορισμένη.

Παράλληλα, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Γεώργιο Ψαρρό, διδάκτορα της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ, για το διαρκές ενδιαφέρον που επέδειξε ως προς την εκπόνηση της εργασίας μου, για τις συνεχείς συμβουλές του, αλλά και για την έγκαιρη και έγκυρη επίλυση κάθε είδους απορίας που είχα προς την επιτυχημένη ολοκλήρωση της διπλωματικής μου.

Ακόμα, χρωστάω ένα ευχαριστώ προς τη Γενική Διεύθυνση Θερμοηλεκτρικής & Υδροηλεκτρικής Παραγωγής, της ΔΕΗ Α.Ε., και συγκεκριμένα στους κ.κ. Ιωάννη Μαύρο και Παρασκευά Μπελόκα, για το άψογο κλίμα συνεργασίας μεταξύ μας και για τη χορήγηση απαραίτητων δεδομένων εισόδου της διπλωματικής εργασίας προς την εξαγωγή ορθών αποτελεσμάτων.

Ταυτόχρονα, ευχαριστώ τον κ. Νικόλαο Μαμάση, Αν. Καθηγητή ΕΜΠ, για τη χορήγηση αναγκαίων υδρολογικών δεδομένων, τα οποία χρησιμοποιήθηκαν για την ορθότητα της μοντελοποίησης του Ελληνικού Συστήματος Ενέργειας, που αναπτύσσεται στην εργασία.

Εν συνεχεία, θα ήθελα να ευχαριστήσω όλους μου τους φίλους, οι οποίοι με στηρίζουν όλα αυτά τα χρόνια και με τους οποίους έχουμε μοιραστεί αμέτρητες όμορφες στιγμές, σκέψεις, ανησυχίες και ιδέες. Οι ώρες που βρεθήκαμε μαζί διαβάζοντας, συγγράφοντας εργασίες και συζητώντας επί παντός επιστητού είναι αμέτρητες. Αποτελούν ένα αναπόσπαστο κομμάτι των ιδιαίτερων αυτών φοιτητικών χρόνων και τους ευχαριστώ θερμά μέσα από την καρδιά μου.

Τέλος, θα ήθελα να πω ένα τεράστιο ευχαριστώ στην οικογένεια μου, τους γονείς μου, Σπύρο και Σοφία, και την αδερφή μου, Πένη, για την αδιάλειπτη στήριξη, τη συμπαράσταση, την υπομονή και την αγάπη που μου προσέφεραν απλόχερα κάθε στιγμή της φοιτητικής μου πορείας.

Περιεχόμενα

1	Εισαγωγή	1
1.1	Η Ανάπτυξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας	1
1.2	Ενεργειακό Μείγμα της Ελλάδος	2
1.3	Εθνικοί & Διεθνείς Στόχοι για το κλίμα και την ενέργεια.....	4
1.4	Αντικείμενο εργασίας	6
1.4.1	Βιβλιογραφική Ανασκόπηση.....	7
1.4.2	Συνεισφορά.....	9
1.5	Δομή & Οργάνωση Εργασίας.....	10
2	Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί	11
2.1	Τοπολογία ΥΗΣ.....	12
2.2	Παραγωγή.....	15
2.3	Αντληση.....	18
2.4	Ελληνικό Σύστημα.....	19
3	Αποθήκευση ενέργειας	22
3.1	Ηλεκτρική αποθήκευση	22
3.1.1	Υπερπυκνωτές (Ultracapacitors)	22
3.1.2	Υπεραγώγιμη μαγνητική αποθήκευση ενέργειας (Superconducting Magnetic Energy Storage – SMES).....	23
3.2	Ηλεκτροχημική Αποθήκευση	23
3.2.1	Μπαταρίες Ιόντων Λιθίου (Li-Ion)	23
3.2.2	Μπαταρίες Μολύβδου – Οξέως (Lead-acid batteries)	25
3.2.3	Μπαταρίες Θείου – Νατρίου (NaS Batteries).....	25
3.2.4	Μπαταρίες Νικελίου – Καδμίου & Μπαταρίες Νικελίου – Μετάλλου του Υδριδίου (Ni-Cd & NiMH Batteries)	26
3.3	Χημική Αποθήκευση	26
3.4	Μηχανική Αποθήκευση	31
3.4.1	Αποθήκευση ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα (CAES).....	32
3.4.2	Αποθήκευση ενέργειας σε σφονδύλους (Flywheels – FES).....	33
4	Κατάστροφη Προβλήματος	35
4.1	Εξισώσεις επίλυσης προβλήματος.....	35
4.1.1	Αντικειμενική συνάρτηση	35
4.1.2	Εξισώσεις ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ	37
4.1.3	Εξισώσεις παραγωγής συμβατικών μονάδων.....	38
4.1.4	Εξισώσεις Διασυνδέσεων	39
4.1.5	Εξισώσεις Αποθηκευτικών Τεχνολογιών	39
4.1.6	Εξισώσεις ΥΗΣ	40

4.1.7	Εξισώσεις Εφεδρειών	42
4.1.8	Εξισώσεις Στόχων	43
5	Δομή του Μοντέλου.....	44
5.1	Δεδομένα Εισόδου	44
5.2	Διαχείριση Συνιστωσών Μοντέλου	50
5.2.1	Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί.....	50
5.2.2	Διεθνείς Διασυνδέσεις.....	51
5.2.3	Εφεδρείες συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.....	52
6	Παρουσίαση Σεναρίων & Σχολιασμός Αποτελεσμάτων.....	54
6.1	Σύγκριση αλγορίθμων με & χωρίς τεχνικά ελάχιστα	56
6.1.1	Νέες Τεχνολογίες ΑΠΕ	57
6.1.2	Μονάδες Αποθήκευσης	58
6.2	Σενάρια συνεισφοράς ΥΗΣ	59
6.3	Σενάρια εναλλακτικών περικοπών	65
6.3.1	Νέες Τεχνολογίες ΑΠΕ	65
6.3.2	Μονάδες Αποθήκευσης	67
6.3.3	Ενεργειακή Συνεισφορά	69
6.3.4	Λειτουργία Συστήματος	72
6.3.5	Λειτουργία Υδροηλεκτρικών Σταθμών.....	79
6.4	Σενάρια εναλλακτικών περικοπών χωρίς ύπαρξη υφιστάμενων μονάδων	83
6.4.1	Τεχνολογίες Παραγωγής Ενέργειας	83
6.4.2	Μονάδες Αποθήκευσης	85
6.4.3	Λειτουργία Συστήματος	87
6.4.4	Λειτουργία Υδροηλεκτρικών Σταθμών.....	90
6.5	Ανάλυση ευαισθησίας ως προς τα κόστη επένδυσης αποθηκευτικών τεχνολογιών.....	91
6.5.1	Μονάδες Αποθήκευσης	91
6.5.2	Νέες Τεχνολογίες ΑΠΕ	93
6.5.3	Λειτουργία Υδροηλεκτρικών Σταθμών.....	94
6.5.4	Κόστος Συστήματος	95
7	Επίλογος.....	96
7.1	Συμπεράσματα	96
7.2	Μελλοντικές Επεκτάσεις	98
8	Παραρτήματα	99
8.1	Παράρτημα Α	99
8.2	Παράρτημα Β.....	101
9	Βιβλιογραφία	103

Πίνακας γραφημάτων/εικόνων/πινάκων

Γράφημα 1.1: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ σε βάθος 20 ετών [5]	2
Γράφημα 1.2: Εγκατεστημένη ισχύς ηλεκτροπαραγωγής (06/2020) [6]–[8]	3
Γράφημα 1.3: Ενεργειακό μείγμα παραγωγής (2019) [9]	3
Γράφημα 2.1: Παγκόσμια παραγόμενη ενέργεια ανά κατηγορία καυσίμου [45].....	11
Γράφημα 2.2: Διασύνδεση μεταξύ των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών της Ελλάδας	21
Γράφημα 3.1: Πρόβλεψη κόστους μπαταριών ιόντων λιθίου συναρτήσει του κόστους τους κατά το έτος 2019 [64]	24
Γράφημα 3.2: Μέγεθος ειδικής ενέργειας (MJ/kg) φορέων ενέργειας που χρησιμοποιούνται στο δίκτυο [68], [69]	27
Γράφημα 5.1: Πρόβλεψη Ετήσιας Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας για το 2050	45
Γράφημα 5.2: Πρόβλεψη Ημερήσιας Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας για το 2050	45
Γράφημα 5.3: Ετήσια δυνατότητα παραγωγής ενέργειας από Φωτοβολταϊκά, ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος)	46
Γράφημα 5.4: Ετήσια δυνατότητα παραγωγής ενέργειας από χερσαία Α/Π, ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος.....	47
Γράφημα 5.5: Ετήσια δυνατότητα παραγωγής ενέργειας από υπεράκτια Α/Π, ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος.....	47
Γράφημα 5.6: Ημερήσια δυνατότητα παραγωγής ενέργειας από κάθε τεχνολογία ΑΠΕ, ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος.....	47
Γράφημα 5.7: Εξέλιξη κόστους φυσικού αερίου (€/MWh _{th}) & εκπομπών CO ₂ (€/tn) [12].....	49
Γράφημα 6.1: Ισχύς νέων τεχνολογιών ΑΠΕ και ενέργεια που περικλύπεται ανά τεχνολογία για integer - base σενάρια.....	57
Γράφημα 6.2: Ωρες αποθήκευσης ανά αποθηκευτική τεχνολογία για integer - base σενάρια.....	58
Γράφημα 6.3: Εγκατεστημένη ισχύς και ενέργεια αποθηκευτικών τεχνολογιών για integer - base σενάρια	58
Γράφημα 6.4: Στόλος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για integer - base σενάρια.....	59
Γράφημα 6.5: Κόστος συστήματος για integer - base σενάρια	59
Γράφημα 6.6: Εγκατεστημένη ισχύς και ενέργεια αποθηκευτικών τεχνολογιών για διαφορετικά σενάρια μοντελοποίησης υδροηλεκτρικών σταθμών	61
Γράφημα 6.7: Ισχύς νέων τεχνολογιών ΑΠΕ και ενέργεια που περικλύπεται ανά τεχνολογία για διαφορετικά σενάρια μοντελοποίησης υδροηλεκτρικών σταθμών	62

Γράφημα 6.8: Ενέργεια που περικόπτεται ανά τεχνολογία για διαφορετικά σενάρια μοντελοποίησης υδροηλεκτρικών σταθμών.....	62
Γράφημα 6.9: Αποθηκευμένη ενέργεια στο σύνολο των ταμιευτήρων της χώρας για διαφορετικά σενάρια μοντελοποίησης υδροηλεκτρικών σταθμών	63
Γράφημα 6.10: Απόδοση ενέργειας ανά τεχνολογία για διαφορετικά σενάρια μοντελοποίησης υδροηλεκτρικών σταθμών	64
Γράφημα 6.11: Κόστος συστήματος για διαφορετικά σενάρια μοντελοποίησης υδροηλεκτρικών σταθμών.....	64
Γράφημα 6.12: Ισχύς νέων τεχνολογιών ΑΠΕ για διαφορετικά επίπεδα περικοπών.....	65
Γράφημα 6.13: Ενέργεια που περικόπτεται ανά τεχνολογία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών	66
Γράφημα 6.14: Περικοπές ανά τεχνολογία ως προς τη διαθέσιμη συνολική ισχύ της για διαφορετικά επίπεδα περικοπών.....	67
Γράφημα 6.15: Εγκατεστημένη ισχύς και ενέργεια αποθηκευτικών τεχνολογιών για διαφορετικά επίπεδα περικοπών.....	68
Γράφημα 6.16: Ώρες αποθήκευσης ανά αποθηκευτική τεχνολογία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών.....	69
Γράφημα 6.17: Στόλος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για διαφορετικά επίπεδα περικοπών	70
Γράφημα 6.18: Ενεργειακή συνεισφορά ανά τεχνολογία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών	70
Γράφημα 6.19: Ποσοστιαία ενεργειακή συνεισφορά ανά τεχνολογία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών.....	71
Γράφημα 6.20: Εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα για διαφορετικά επίπεδα περικοπών	72
Γράφημα 6.21: Κόστος συστήματος για διαφορετικά επίπεδα περικοπών	72
Γράφημα 6.22: Κατάσταση φόρτισης αποθηκευτικών τεχνολογιών για μία εβδομάδα και για επίπεδο περικοπών <5%.....	73
Γράφημα 6.23: Ενεργειακό ισοζύγιο για μια εβδομάδα και για επίπεδο περικοπών <5%.....	73
Γράφημα 6.24: Ενεργειακό ισοζύγιο για δύο εβδομάδες και για επίπεδο περικοπών <5%.....	74
Γράφημα 6.25: Κατάσταση φόρτισης αποθηκευτικών τεχνολογιών για δύο εβδομάδες και για επίπεδο περικοπών <5%	75
Γράφημα 6.26: Συνεισφορά τεχνολογιών στην πρωτεύουσα εφεδρεία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών.....	76
Γράφημα 6.27: Συνεισφορά τεχνολογιών στη δευτερεύουσα εφεδρεία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών.....	76
Γράφημα 6.28: Συνεισφορά τεχνολογιών στην τριτεύουσα εφεδρεία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών.....	76

Γράφημα 6.29: Ισοζύγιο εφεδρειών για μία εβδομάδα και για επίπεδο περικοπών <5%	77
Γράφημα 6.30: Μέγιστη κατάσταση φόρτισης των μπαταριών ιόντων λιθίου για τις ημέρες μίας εβδομάδας και για επίπεδο περικοπών <5% (Μεγένθυση από το Γράφημα 6.25).....	78
Γράφημα 6.31: Ετήσια παραγωγή και ετήσια άντληση ενέργειας από ΥΗΣ για διαφορετικά επίπεδα περικοπών	79
Γράφημα 6.32: Μηνιαίας άντλησης ενέργειας από ΥΗΣ για διαφορετικά επίπεδα περικοπών	79
Γράφημα 6.33: Ετήσια παραγωγή ενέργειας από τους ΥΗΣ Κρεμαστών-Σφηκιάς-Θησαυρού για διαφορετικά επίπεδα περικοπών.....	80
Γράφημα 6.34: Συνεισφορά κάθε ΥΗΣ ως προς τη συνολική ετήσια υδροηλεκτρική παραγωγή για διαφορετικά επίπεδα περικοπών.....	81
Γράφημα 6.35: Στάθμες ταμιευτήρων των ΥΗΣ Κρεμαστών και Πλαστήρα για διαφορετικά επίπεδα περικοπών	82
Γράφημα 6.36: Αποθηκευμένη ενέργεια στο σύνολο των ταμιευτήρων της χώρας για διαφορετικά επίπεδα περικοπών.....	83
Γράφημα 6.37: Ισχύς τεχνολογιών ΑΠΕ για διαφορετικά επίπεδα περικοπών σε greenfield σύστημα.....	84
Γράφημα 6.38: Συμβατικές μονάδες παραγωγής και συνολικός παραγωγικός στόλος για διαφορετικά επίπεδα περικοπών σε greenfield σύστημα	85
Γράφημα 6.39: Εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα και συνολικό κόστος συστήματος για διαφορετικά επίπεδα περικοπών σε greenfield σύστημα	85
Γράφημα 6.40: Εγκατεστημένη ισχύς και ενέργεια αποθηκευτικών τεχνολογιών για διαφορετικά επίπεδα περικοπών σε greenfield σύστημα	86
Γράφημα 6.41: Ενεργειακό ισοζύγιο για δύο εβδομάδες και για επίπεδο περικοπών <5% σε greenfield σύστημα.....	87
Γράφημα 6.42: Κατάσταση φόρτισης αποθηκευτικών τεχνολογιών για δύο εβδομάδες και για επίπεδο περικοπών <5% σε greenfield σύστημα.....	88
Γράφημα 6.43: Συνεισφορά τεχνολογιών στην πρωτεύουσα εφεδρεία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών σε greenfield σύστημα.....	89
Γράφημα 6.44: Συνεισφορά τεχνολογιών στην δευτερεύουσα εφεδρεία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών σε greenfield σύστημα	89
Γράφημα 6.45: Συνεισφορά τεχνολογιών στην τριτεύουσα εφεδρεία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών σε greenfield σύστημα.....	89
Γράφημα 6.46: Ετήσια παραγωγή και ετήσια άντληση ενέργειας από ΥΗΣ για διαφορετικά επίπεδα περικοπών σε greenfield σύστημα	90
Γράφημα 6.47: Εγκατεστημένη ισχύς και ενέργεια αποθηκευτικών τεχνολογιών για διαφορετικά επίπεδα επενδύσεων σε αποθηκευτικές μονάδες	92

Γράφημα 6.48: Ισχύς νέων τεχνολογιών ΑΠΕ για διαφορετικά κόσθη επενδύσεων σε αποθηκευτικές μονάδες	93
Γράφημα 6.49: Αποθηκευμένη ενέργεια στο σύνολο των ταμειυτήρων της χώρας για διαφορετικά κόσθη επενδύσεων σε αποθηκευτικές μονάδες	94
Γράφημα 6.50: Ετήσια παραγωγή και ετήσια άντληση ενέργειας από ΥΗΣ για διαφορετικά κόσθη επενδύσεων σε αποθηκευτικές μονάδες	95
Γράφημα 6.51: Κόστος συστήματος για διαφορετικά κόσθη επενδύσεων σε αποθηκευτικές μονάδες.....	95
Εικόνα 1: Αναπαράσταση του κύκλου του νερού [46]	12
Εικόνα 2: Σχέδιο ενός υδροηλεκτρικού σταθμού φυσικής ροής [47]	13
Εικόνα 3: Σχέδιο υδροηλεκτρικού σταθμού παραγωγής με ταμειυτήρα [48]	14
Εικόνα 4: Σχέδιο υδραντλητικού σταθμού παραγωγής [48]	15
Εικόνα 5: Στρόβιλος τύπου Pelton [51].....	16
Εικόνα 6: Υδροστρόβιλος τύπου Francis	17
Εικόνα 7: Υδροστρόβιλος τύπου Kaplan [54].....	17
Εικόνα 8: Τοποθεσία των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών της Ελλάδας [60]	20
Εικόνα 9: Αναπαράσταση λειτουργίας μπαταριών ιόντων λιθίου [65].....	24
Εικόνα 10: Δομή μπαταρίας μολύβδου-οξέως [67].....	25
Εικόνα 11: Βασική αρχή λειτουργίας των τριών τύπων electrolyzers [72].....	28
Εικόνα 12: Διαδικασία μεθανοποίησης [79]	30
Εικόνα 13: Αρχή λειτουργίας κυψελών καυσίμου (FCs) [81]	30
Εικόνα 14: Πιθανή δομή συστήματος Power-to-Hydrogen	31
Εικόνα 15: Διάταξη αποθηκευτικού σταθμού συμπιεσμένου αέρα (CAES) [83].....	32
Εικόνα 16: Διάταξη αδιαβατικού αποθηκευτικού σταθμού συμπιεσμένου αέρα (AA-CAES) [87]	33
Εικόνα 17: Δομή συστήματος αποθήκευσης σε σφονδύλους [88].....	33
Πίνακας 1: Μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί της Ελλάδας [58]	19
Πίνακας 2: Μοντελοποίηση διασύνδεσης ΥΗΣ.....	41
Πίνακας 3: Μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς ανά διασύνδεση	52
Πίνακας 4: Μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς ανά block διασύνδεσης.....	52
Πίνακας 5: Βασικές τιμές παραμέτρων	56
Πίνακας 6: Επεξήγηση σεναρίων για διαφορετικά κόσθη επενδύσεων σε αποθηκευτικές μονάδες.....	91
Πίνακας 7: Συντελεστές συσχέτισης μεταξύ ΑΠΕ και αποθηκευτικών τεχνολογιών.....	97

1

Εισαγωγή

1.1 Η Ανάπτυξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

Οι απαιτήσεις του πληθυσμού για πάσης μορφής ενέργεια αυξάνονται συνεχώς με το πέρασμα των χρόνων, λόγω της ραγδαίας ανάπτυξης πολλών τομέων της καθημερινότητας, αποσκοπώντας στη βελτίωση της ποιότητας ζωής των πολιτών. Ο ηλεκτρισμός, οι μεταφορές, η θέρμανση, η ψύξη, καθώς και πολλές άλλες βιοτικές ανάγκες των κατοίκων των πόλεων προϋποθέτουν τη χορήγηση υπέρογκων ποσών ενέργειας. Τα προαναφερθέντα ποσά, όμως, προέρχονται σε μεγάλο βαθμό από ρυπογόνους ορυκτούς πόρους. Αυτή η διαρκής αύξηση στη χρήση συμβατικών πηγών ενέργειας (πετρέλαιο, άνθρακας, βενζίνη κ.λπ.) δημιουργεί ανεπανόρθωτη ζημιά στο περιβάλλον κατευθύνοντας τον πλανήτη σε μια ανεξέλεγκτη πορεία προς τη σταδιακή καταστροφή του [1]. Επιπρόσθετα, οι περισσότεροι ορυκτοί πόροι είναι περιορισμένοι και προβλέπεται να εξαντληθούν στο εγγύς μέλλον [2].

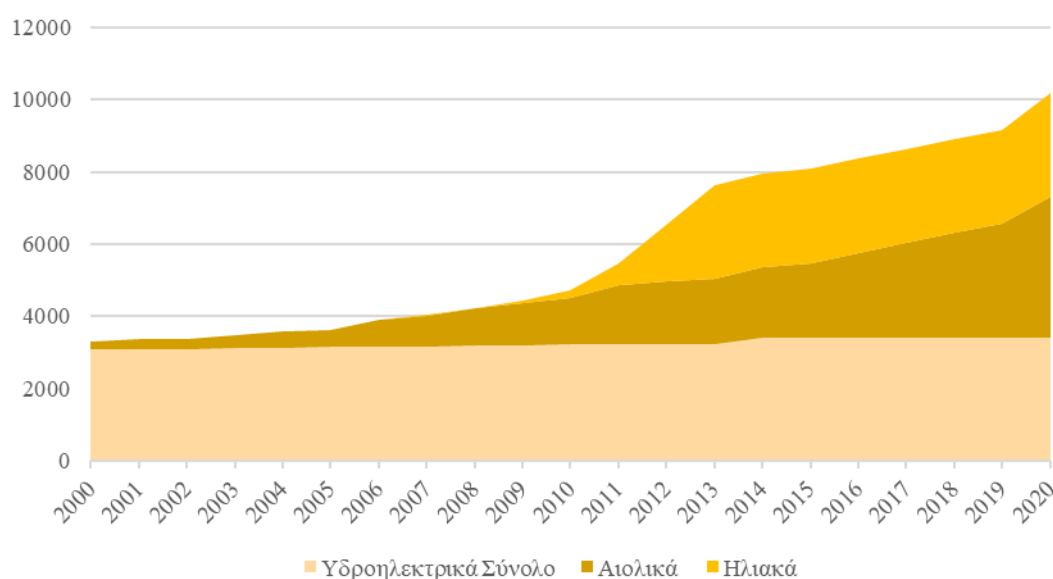
Αντιθέτως, οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) ή, αλλιώς αποκαλούμενες, ήπιες μορφές ενέργειας είναι ανεξάντλητες. Η ονομασία «ήπιες» αποδίδεται στο μηδαμινό ανθρακικό αποτύπωμα που συνοδεύει τη χρήση τους, όπως και στην απουσία ενεργητικής παρέμβασης στο περιβάλλον κατά την εκμετάλλευσή τους. Στην κατηγορία των ΑΠΕ ανήκουν η ηλιακή, η αιολική και η γεωθερμική ενέργεια, καθώς και η ενέργεια που προέρχεται από οργανικές ύλες, όπως το ξύλο, από την εκμετάλλευση των υδάτων, αλλά ακόμα και από τα απορρίμματα οικιακής και γεωργικής προέλευσης.

Τα οικολογικά προβλήματα, δηλαδή το φαινόμενο του θερμοκηπίου και η υπερθέρμανση του πλανήτη, οφείλονται κατά κύρια βάση σε εκπομπές επιβλαβών ουσιών, όπως οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) [3]. Για την αποτροπή, λοιπόν, μιας μη αναστρέψιμης και τελεσίδικης κατάστασης για τον πλανήτη, πολλές κυβερνήσεις συνυπέγραψαν το πρωτόκολλο του Κιότο το 1997, το οποίο τέθηκε σε ισχύ το 2005. Το πρωτόκολλο αυτό συνιστούσε το πρώτο συγκροτημένο και οικουμενικό πλαίσιο για την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής. Ουσιαστικά, περιλάμβανε δράσεις που όφειλαν να γίνουν, προκειμένου να μειωθούν κατά ένα ποσοστό οι εκπομπές CO₂, στις χώρες που υπέγραψαν, έως το έτος 2012 συγκριτικά προς το έτος αναφοράς, 1990. Ακολούθησαν και άλλες παρεμφερείς ενέργειες προς την ίδια κατεύθυνση και μετά το 2012, με την Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) να αποτελεί πρωτοπόρο αυτής της προσπάθειας.

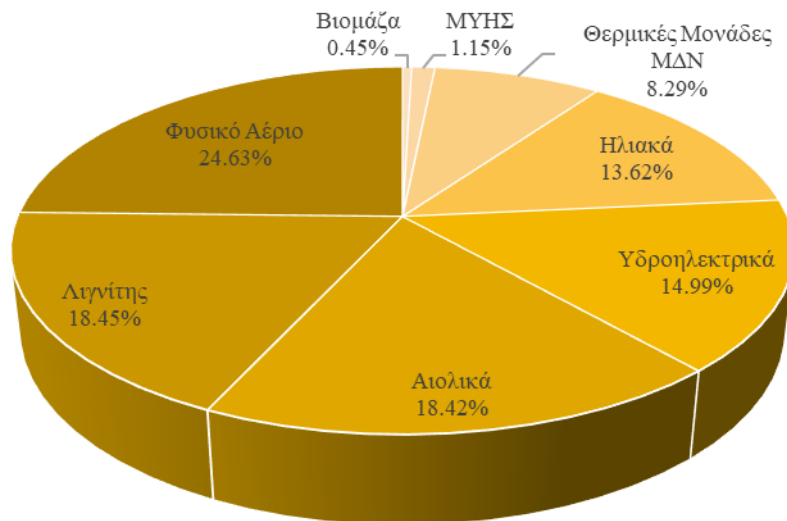
Για να μειωθούν, λοιπόν, οι εκπομπές διοξειδίου, οι οποίες στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής προέρχονται από την καύση άνθρακα, λιγνίτη και όλων των παραγώγων του πετρελαίου (fossil-fuels), κατέστη αναγκαίο να βρεθούν νέοι, «καθαροί» τρόποι παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Για αυτό το λόγο, οι τεχνολογίες ΑΠΕ άνθισαν τα τελευταία χρόνια [4].

1.2 *Ενεργειακό Μείγμα της Ελλάδος*

Η Ελλάδα κατέχει ένα πολύ υψηλό παραγωγικό δυναμικό στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, εξαιτίας του ήπιου κλίματος και των ευνοϊκών καιρικών συνθηκών που επικρατούν. Η ευκαιρία επένδυσης σε ΑΠΕ στη χώρα δεν πέρασε ανεκμετάλλευτη τα τελευταία χρόνια, γεγονός που γίνεται εμφανές και στο Γράφημα 1.2, όπου απεικονίζεται η εγκατεστημένη ισχύς ανά κατηγορία για τον Οκτώβρη του 2020.

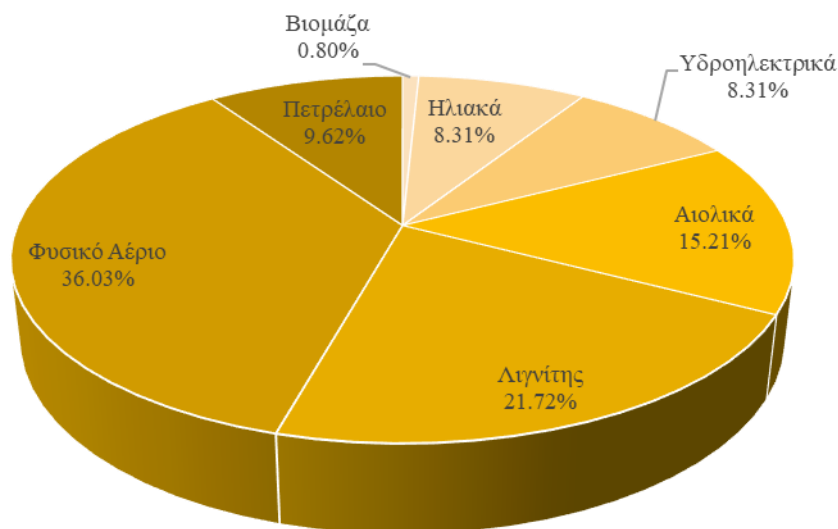


Γράφημα 1.1: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ σε βάθος 20 ετών [5]



Γράφημα 1.2: Εγκατεστημένη ισχύς ηλεκτροπαραγωγής (06/2020) [6]–[8]

Επιπλέον, το μερίδιο των ΑΠΕ στον ενεργειακό στόλο ενέργειας της Ελλάδας είναι αυξημένο. Παρά ταύτα, ανέκαθεν η Ελλάδα βασιζόταν στη λιγνιτική παραγωγή, με την ενέργεια που παράγεται μέσω του συγκεκριμένου καυσίμου να κατέχει πολύ υψηλό ποσοστό στην ετήσια παραγωγή ακόμα και σήμερα.



Γράφημα 1.3: Ενεργειακό μείγμα παραγωγής (2019) [9]

Από το Γράφημα 1.3 είναι συνετό να αναλογιστεί κανείς το μεγάλο ποσοστό που κατέχουν οι μονάδες πετρελαίου στη συνολική παραγωγή της χώρας. Αυτό οφείλεται στην ύπαρξη πολλών Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ), τα οποία χρησιμοποιούν ως μονάδες βάσεις, μονάδες diesel, οι οποίες είναι και υπεύθυνες για την τήρηση των εφεδρειών του συστήματος τους.

Οι αυξήσεις στις τιμές προστίμων για τις εκπομπές CO₂, σε συνδυασμό με τις δεσμεύσεις της χώρας ως προς την εθνική και, κυρίως, την ευρωπαϊκή πολιτική που έχει χαραχθεί, έστρεψαν

τους ηλεκτροπαραγωγούς στην εκτεταμένη χρήση ηπιότερων μορφών ενέργειας. Είναι φυσική εξέλιξη λοιπόν, ότι η Ελλάδα βαίνει προς την πλήρη απολιγνιτοποίηση της ηλεκτροπαραγωγής της και μέχρι το 2023 αναμένεται να σταματήσουν τη λειτουργία τους σχεδόν όλοι οι ενεργειακοί λιγνιτικοί σταθμοί. Ακόμα και ο λιγνιτικός σταθμός της Πτολεμαΐδας «Πτολεμαΐδα V» που κατασκευάστηκε πρόσφατα, αναμένεται να λειτουργήσει έως και το 2028 [10].

Εν κατακλείδι, η κυριαρχία των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα της χώρας οφείλεται σε όλα τα παραπάνω, αλλά και στις διευκολύνσεις των αδειοδοτήσεων των έργων ΑΠΕ και στα κίνητρα που δίνονται πλέον για τις επενδύσεις σε αντίστοιχους σταθμούς. Είναι, λοιπόν, αναμενόμενο τα επόμενα χρόνια να υπάρξει ακόμα μεγαλύτερη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος αυτών.

1.3 Εθνικοί & Διεθνείς Στόχοι για το κλίμα και την ενέργεια

Με τη λήξη του χρονικού ορίζοντα του Πρωτόκολλου του Κιότο, και ύστερα από διάφορες συνόδους, υπογράφηκε το Δεκέμβριο του 2016 η Συμφωνία του Παρισιού [11]. Η συμφωνία αυτή αποτελεί, ουσιαστικά, μια παγκόσμια σύμβαση, υπογεγραμμένη από 150 χώρες, με ένα διεθνές σχέδιο δράσης για την επιβράδυνση της αύξησης της θερμοκρασίας του πλανήτη σε επίπεδα κάτω των 2 °C. Η Ευρωπαϊκή Ένωση, ένθερμος υποστηρικτής της συμφωνίας, είχε ήδη χαράξει μια ενεργειακή πολιτική, η οποία αποβλέπει στην αειφόρο ανάπτυξη του ενεργειακού τομέα των μελών της και στη μείωση των εκπομπών βλαβερών ουσιών από αυτά. Για να διασφαλίσει την αποτελεσματικότητα των σχεδίων της, η ΕΕ οραματίστηκε μια ενιαία ενεργειακή πολιτική, την λεγόμενη Ενεργειακή Ένωση. Η Ενεργειακή Ένωση υιοθετεί το Εθνικό Σχέδιο Δράσης (ΕΣΔ) στο πλαίσιο εφαρμογής της Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Πολιτικής σε σχέση με τη διείσδυση των ΑΠΕ, την εξοικονόμηση ενέργειας και τον περιορισμό των εκπομπών αερίων ρύπων του θερμοκηπίου. Ειδικότερα, το ΕΣΔ προσδιορίζει τη στρατηγική που θα πρέπει να ακολουθηθεί και τους στόχους που θα πρέπει να επιτευχθούν από τα κράτη μέλη της ΕΕ, τους οποίους χωρίζει και σε τρία βήματα έως το 2050.

Συγκεκριμένα, για το 2020 έχουν τεθεί οι εξής στόχοι:

- Μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 20% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990, έτος αναφοράς.
- Επέκταση του μεριδίου των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας τουλάχιστον έως το 20%.
- Τουλάχιστον 20% βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας.

Αντίστοιχα, για το 2030:

- Μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 40% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Σε πρόσφατη ενημέρωση, όμως, ύστερα από σύνοδο του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου το Δεκέμβριο του 2020, το ποσοστό αυξήθηκε σε 55%.
- Επέκταση του μεριδίου των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας τουλάχιστον έως το 32%
- Τουλάχιστον 32.5% βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας

Τέλος, σχετικά με τη μακροπρόθεσμη στρατηγική, για το 2050 έχει τεθεί ο παρακάτω στόχος:

- Μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 80-95% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990.

Η χάραξη μιας ενιαίας ενεργειακής πολιτικής στην Ευρωπαϊκή Ένωση, ταυτόχρονα, προϋποθέτει θέσπιση ξεχωριστών στόχων για κάθε ένα κράτος μέλος της ΕΕ, κατά κύρια βάση κοινών με τους προαναφερθέντες.

Η Ελλάδα, έχοντας υπογράψει τη Συμφωνία του Παρισιού και σεβόμενη την κατεύθυνση που έχει λάβει από την ΕΕ, έχει θέσει τους δικούς της ενεργειακούς στόχους για τα επόμενα δέκα χρόνια, οι οποίοι αναφέρονται στο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) [12].

Συγκεκριμένα:

Για το 2020:

- Συνεισφορά των ΑΠΕ στη ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό τουλάχιστον 20%. Εκ των οποίων:
 - Συνεισφορά των ΑΠΕ στις ενεργειακές ανάγκες ηλεκτροπαραγωγής σε ποσοστό τουλάχιστον 40%.
 - Συνεισφορά των ΑΠΕ στις ενεργειακές ανάγκες για θέρμανση και ψύξη σε ποσοστό τουλάχιστον 20%.
 - Συνεισφορά των ΑΠΕ στις ενεργειακές ανάγκες για τον τομέα των μεταφορών σε ποσοστό τουλάχιστον 10%.
- Μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 20% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990.
- Τουλάχιστον 20% βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης.

Για το 2030:

- Μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 42% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 και κατά τουλάχιστον 55% σε σχέση με τα επίπεδα του 2005.
- Συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό τουλάχιστον 35%. Ειδικότερα:
 - Συνεισφορά των ΑΠΕ στις ενεργειακές ανάγκες ηλεκτροπαραγωγής σε ποσοστό τουλάχιστον 60%.
- Τουλάχιστον 38% βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης.

Όπως είναι λογικό, οι μακροπρόθεσμοι στόχοι για το 2050 δεν επηρεάζουν, ούτε μεταβάλλουν τους βραχυπρόθεσμους στόχους του 2030.

1.4 *Αντικείμενο εργασίας*

Στην παρούσα εργασία, επιλύεται το ζήτημα εύρεσης του βέλτιστου ενεργειακού μείγματος της χώρας με σκοπό την εκπλήρωση των δεσμεύσεών της έναντι της ΕΕ. Η διερεύνηση του σημείου που ισορροπεί το μέγεθος των μονάδων παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται στοχεύοντας, παράλληλα, στην ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους του συστήματος. Ο χρονικός ορίζοντας της μελέτης είναι ένας χρόνος, ενώ καθ' όλη τη διάρκεια αυτού πληρούνται οι περιορισμοί που αφορούν την εύρυθμη λειτουργία των στοιχείων του ηλεκτρικού συστήματος. Ταυτόχρονα παρέχεται, όπως είναι αναγκαίο, πλήρης κάλυψη των ενεργειακών απαιτήσεων του συστήματος.

Αναζητώντας κανείς αποκλειστικά το βέλτιστο ενεργειακό μείγμα μιας περιοχής καταλήγει ότι η μέθοδος που χρησιμοποιήθηκε πρωταρχικά ονομάζεται “Screening Curve Method” και οδηγεί σε αποτέλεσμα το οποίο εμπεριέχει όμως μεγάλο ποσοστό σφάλματος [13]. Για τη μείωση του σφάλματος αυτού επιλέγεται το “Capacity Expansion Model” (CEM από εδώ και στο εξής), το οποίο βελτιστοποιεί τόσο τις επενδύσεις σε νέες μονάδες, όσο και την ευρύτερη λειτουργία του συστήματος.

Η λεπτομερής, όμως, λειτουργία κάθε μονάδας, για κάθε βήμα του χρονικού ορίζοντα που μελετάται, αναλύεται πλήρως μέσω ενός άλλου μοντέλου που ονομάζεται “Unit Commitment and Economic Dispatch Model” (UC-ED από εδώ και στο εξής). Το CEM εμπεριέχει την επίλυση μιας απλοποιημένης μορφής του UC-ED προβλήματος [14], [15], ωστόσο, το πλήρες UC-ED ως ανεξάρτητο πρόβλημα αναζήτησης, υπό τη μορφή του “Day-Ahead Scheduling”, συνήθως έχει χρονικό ορίζοντα μελέτης μόνο 24 ωρών (μίας ημέρας) και χρησιμοποιεί πολύ υψηλότερη ανάλυση [16].

Το UC-ED, για να είναι ολοκληρωμένο, οφείλει να λαμβάνει υπόψη του κάθε λεπτομέρεια του ηλεκτρικού συστήματος, όπως για παράδειγμα την τήρηση εφεδρειών ενέργειας, αλλά και τους

περιορισμούς που περιγράφουν τη λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής, όπως συμβαίνει στο [16]. Μερικοί από τους προαναφερθέντες περιορισμούς είναι το τεχνικό ελάχιστο παραγωγής των γεννητριών, οι ελάχιστοι χρόνοι λειτουργίας και αναμονής αυτών και τα όρια σταδιακής κλιμάκωσης των συμβατικών μονάδων (ramping limits).

Παρόλα αυτά, η επέκταση του UC-ED για μελέτη ενός ολόκληρου χρόνου, αντί μίας ημέρας, είναι κάτι το οποίο φαίνεται να συμβαίνει όλο και περισσότερο τα τελευταία χρόνια, καθώς μόνο με αυτό τον τρόπο έχουν τη δυνατότητα να αξιολογηθούν οι αποθήκες που παρουσιάζουν κύκλο λειτουργίας ανώτερο του ημερησίου, λεγόμενες και ως αποθήκες μακράς διαρκείας, ακριβώς όπως συμβαίνει στο [17]. Οι συγγραφείς του [18] καταλήγουν ότι τέτοιου είδους αποθήκες ηλεκτρικής ενέργειας θα είναι απαραίτητες για την επίτευξη των στόχων που έχουν αναφερθεί στο 1.3.

1.4.1 Βιβλιογραφική Ανασκόπηση

Στην περίπτωση του CEM, το οποίο και επιλέγεται για την παρούσα εργασία, η πλήρης αξιοποίηση του UC-ED προβλήματος θα απαιτούσε τεράστια υπολογιστική ισχύ. Το γεγονός αυτό, σε συνδυασμό με τη ραγδαία αύξηση του υπολογιστικού χρόνου που θα απαιτούταν, αποτελούν και τα κύρια εμπόδια τα οποία θα πρέπει να ξεπεράσουν οι ερευνητές. Οι λύσεις που επιλέγονται αφορούν τεχνικές οι οποίες οδηγούν στη μείωση της αναλυτικής μελέτης κάποιων από τα επιμέρους στοιχεία του μοντέλου. Συγκεκριμένα:

- Μείωση της ευκρίνειας του χρονικού ορίζονται (temporal resolution) ή/και δημιουργία ομάδων ανά μονάδες παραγωγής (clustering) [19]–[21].
- Απουσία περιορισμών που περιγράφουν τη λειτουργία των μονάδων παραγωγής [22]–[25].
- Απουσία ολόκληρων συνιστωσών του ηλεκτρικού συστήματος, όπως οι εφεδρείες του συστήματος και η τήρηση του ισοζυγίου τους [26]–[29].
- Μείωση των επιλογών αναφορικά με τις μονάδες παραγωγής και αποθήκευσης που δύναται να εισαχθούν στο σύστημα [15], [30]–[32].

Όπως είναι λογικό, η μείωση της αναλυτικής ικανότητας οποιουδήποτε μοντέλου οδηγεί στη μείωση του υπολογιστικού χρόνου που χρειάζεται αυτό για να επιλυθεί. Έτσι, η επιλογή μιας ή περισσότερων εκ των παραπάνω λύσεων είναι αναγκαία για την επιτυχή εκτέλεση του CEM. Ο συνδυασμός, ωστόσο, λύσεων είναι πιθανό να οδηγήσει σε επισφαλή συμπεράσματα, εξαιτίας της, εν τέλει, ελλιπούς αναπαράστασης του ηλεκτρικού συστήματος.

Ο Tejada-Arango κ.α. [20] χωρίζει το πρόβλημα σε δύο μικρότερα προβλήματα, επιλύοντας αρχικά ένα απλοποιημένο CEM και στη συνέχεια εισάγοντας τα αποτελέσματα αυτού σε ένα αναλυτικότερο UC-ED μοντέλο. Επίσης, εξετάζει τρία διαφορετικά είδη αποθηκευτικών τεχνολογιών, μικρής (μπαταρίες ιόντων λιθίου (Li-Ion)), μεσαίας (αντλησιοταμίευση (PHS))

και μεγάλης (αποθήκευση ενέργειας μέσω πεπιεσμένου αέρα (CAES)) διάρκειας. Ωστόσο, επιλέγει να χρησιμοποιήσει τέσσερις αντιπροσωπευτικές εβδομάδες, έναντι της μελέτης ενός ολόκληρου χρόνου με ωριαίο βήμα, έτσι ώστε να καταφέρει να εισάγει στο μοντέλο του τους περιορισμούς λειτουργίας των μονάδων. Κάτι αντίστοιχο κάνει και ο Mallapragada S. κ.α. [19] μελετώντας την επέκταση του ηλεκτρικού συστήματος των ΗΠΑ. Θέλοντας να αποτυπώσει τόσο τους περιορισμούς λειτουργίας των μονάδων, όσο και τις διασυνδέσεις μεταξύ των πολιτειών, οδηγείται σε μελέτη επτά (7) αντιπροσωπευτικών εβδομάδων. Ταυτόχρονα, εξετάζει τη χρήση αποθήκευσης, αλλά οι επιλογές που περιέχει αφορούν μόνο μπαταρίες Li-Ion διαφορετικών χωρητικότητας. Και οι δύο μελέτες, ωστόσο, χρησιμοποιούν ευρέως την τεχνική του clustering, στις ώρες του χρόνου, όπως προαναφέρθηκε, αλλά και στις μονάδες παραγωγής και, στη δεύτερη περίπτωση, ακόμα και στα ενεργειακά προφίλ των πολιτειών της Αμερικής. Παρόλα αυτά, καταλήγουν στο κοινό συμπέρασμα ότι μελετώντας σε βάθος την ωριαία λεπτομερή λειτουργία κάθε μιας μονάδας ξεχωριστά, η οικονομικότητα του συστήματος δύναται να βελτιωθεί.

Ο Liu H. κ.α. [27], από την άλλη, δεν ομαδοποιεί κανένα στοιχείο του συστήματος. Ταυτόχρονα, όμως, για να καταφέρει να επιλύσει το πρόβλημα σε λογικά χρονικά πλαίσια, χρησιμοποιώντας ωριαίο βήμα για χρονικό ορίζοντα ενός έτους, δε λαμβάνει υπόψη του καθόλου τις εφεδρείες που πρέπει να τηρούνται. Κάτι τέτοιο ενδέχεται να οδηγήσει σε ανακριβή αποτελέσματα σύμφωνα με το [19]. Για αυτό το λόγο, οι Zerrahn A. κ.α. [25] και MacDonald A. κ.α. [22] επιλέγουν να μελετήσουν το συνολικό θέμα τηρώντας τόσο τις εφεδρείες, όσο και τη χρονική διακριτική ανάλυση, αλλά αποφεύγοντας τους περιορισμούς λειτουργίας. Επιπλέον, τους δίνεται η ευκαιρία να εξετάσουν πολλών ειδών αποθηκευτικές τεχνολογίες, καθώς και διαφορετικών ειδών μονάδες παραγωγής. Σε αντίθεση με τον Conlon T. [31], ο οποίος για να καταφέρει να μελετήσει έναν χρονικό ορίζοντα έξι ετών δε συμπεριλαμβάνει στο μοντέλο του καμία δυνατή επένδυση σε μονάδες παραγωγής και ως αποθηκευτικές τεχνολογίες εξετάζει μόνο μπαταρίες Li-Ion δύο συγκεκριμένων χωρητικότητας. Επιπρόσθετα, για να μειώσει τον υπολογιστικό χρόνο επίλυσης του προβλήματος δεν αναλώνεται στην τήρηση εφεδρειών ενέργειας. Και οι τέσσερις παραπάνω συγγραφείς καταλήγουν, βέβαια, σε κοινό συμπέρασμα. Δηλαδή, ότι σε διεισδύσεις ΑΠΕ έως 60% η αποθήκευση δεν παίζει τόσο σημαντικό ρόλο, αλλά για να φτάσει το σύστημα υψηλότερες διεισδύσεις (άνω του 80%) ή και υψηλότερες μειώσεις εκπομπών CO₂ (άνω του 70%) η ανάγκη για αποθήκευση πολλαπλασιάζεται και το σύστημα οδηγείται σε επιλογή τόσο μακροχρόνιας όσο και βραχυπρόθεσμης αποθηκευτικής ικανότητας.

Είναι εμφανές από όλα τα παραπάνω, ότι όλοι οι συγγραφείς που προσπαθούν να επιλύσουν προβλήματα CEM καταφεύγουν στην απλοποίηση κάποιου στοιχείου της μελέτης του ηλεκτρικού συστήματος. Στο πέρασμα των χρόνων, έχουν αποδοθεί διάφορα συμπεράσματα

για τις επιπτώσεις που έχει η κάθε απλοποίηση αυτή στα αποτελέσματα. Σύμφωνα με τον Nahmmacher P. κ.α. [33], η χρήση αντιπροσωπευτικών ημερών οδηγεί σε ελλιπή πληροφορία αναφορικά με την επένδυση και τη λειτουργία των αποθηκών μακράς διάρκειας. Αυτό συμβαίνει, διότι οι εν λόγω αποθήκες, στη γενική περίπτωση, έχουν κύκλο λειτουργίας που ποικίλλει μεταξύ μίας εβδομάδας και μιας ολόκληρης εποχής, και είναι σαφώς μεγαλύτερος της μίας ημέρας. Επιπλέον, ο Poncelet K. κ.α. [34] συμπεραίνει ότι σε περιπτώσεις μελέτης μεγάλων διεισδύσεων ΑΠΕ, όπως συμβαίνει και στην παρούσα εργασία που φωτογραφίζει το έτος 2050, η υψηλή χρονική ακρίβεια είναι σημαντικότερη από την παρουσία των περιορισμών λειτουργίας των μονάδων παραγωγής για ένα ορθότερο αποτέλεσμα. Τέλος, αναφορικά με την επιλογή σχετικά τις τεχνολογίες αποθήκευσης, οι μπαταρίες Li-Ion και η αντλησιοταμίευση αποτελούν τις πιο ώριμες επιλογές αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για μεγάλης κλίμακας χρήση [35][36]. Η αποθήκευση υπό τη μορφή υδρογόνου, όμως, λέγεται ότι θα συντελέσει τα μέγιστα στην πορεία για την απανθρακοποίηση του ηλεκτρικού τομέα, ενώ θεωρείται απαραίτητη, ούσα αποθήκευση μακράς διάρκειας, για να επιτευχθούν υψηλές διεισδύσεις ανανεώσιμων πηγών [37]–[39].

1.4.2 Συνεισφορά

Στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε ως λύση μόνο η απουσία μερικών από τους περιορισμούς λειτουργίας των μονάδων παραγωγής. Η ενσωμάτωση τους στον αλγόριθμο σε διαφορετική περίπτωση θα απαιτούσε χρήση δυαδικών ή ακέραιων μεταβλητών. Κάτι τέτοιο, θα καθιστούσε το πρόβλημα Mixed Integer Linear Program (MILP) και θα αύξανε ραγδαία την πολυπλοκότητα του. Ένα Linear Program (LP), όμως, είναι πιο γρήγορο στη λύση του και απαιτεί λιγότερους πόρους, για αυτό και επιλέγεται. Παρόλα αυτά, υλοποιήθηκε ταυτόχρονα ένας αλγόριθμος, που λαμβάνει υπόψη του, πέραν όλων των άλλων, και το τεχνικό ελάχιστο λειτουργίας των συμβατικών μονάδων, οι οποίες υπόκεινται, όμως, clustering. Έτσι, συμπεριλαμβάνεται ένα μικρό μέρος των απουσιάζοντων περιορισμών. Η μεγάλη διαφορά στους χρόνους επίλυσης, όμως, και τα κοινά αποτελέσματα οδήγησαν σε χρήση μόνο του LP αλγορίθμου.

Επίσης, είναι γεγονός ότι σε όλες τις παραπάνω μελέτες η υδροηλεκτρική παραγωγή θεωρείται δεδομένη, με εξαίρεση τα άρθρα [19], [23], στα οποία η λειτουργία των υδροηλεκτρικών σταθμών (ΥΗΣ) βελτιστοποιείται μεν, αλλά αυτοί μοντελοποιούνται ως ένας ενιαίος σταθμός. Με άλλα λόγια, όλοι οι συγγραφείς λαμβάνουν την υδροηλεκτρική παραγωγή ως μια χρονοσειρά μέσα στον χρονικό ορίζοντα που μελετούν και την αφαιρούν, συνήθως, από τη ζήτηση. Η συνεισφορά, όμως, των ΥΗΣ στη συνολική κάλυψη της ζήτησης φτάνει το 9-10% σύμφωνα με δεδομένα του ΑΔΜΗΕ Α.Ε. [40], [41] και αναμένεται να παραμείνει σε υψηλά επίπεδα μακροπρόθεσμα [42]. Κρίνεται, λοιπόν, απαραίτητη η εισαγωγή της παραγωγής αυτών

ως μεταβλητή απόφασης του προβλήματος, εφόσον αποτελούν ένα τόσο σημαντικό κομμάτι του συστήματος. Για αυτό το λόγο, η παρούσα εργασία εισάγει όλους τους μεγάλους ΥΗΣ της Ελλάδος στον αλγόριθμο που αναπτύχθηκε, με πλήρη ανάλυση της τοπολογίας και της λειτουργίας αυτών, σε μια πρωτοποριακή κίνηση πάνω στο συγκεκριμένο ζήτημα.

Τέλος, είναι άξιο αναφοράς το γεγονός ότι πολλές από τις παραπάνω μελέτες εξετάζουν την ύπαρξη και τη δυνατή ενίσχυση των γραμμών μεταφοράς μεταξύ διαφορετικών περιοχών της έκτασης που μελετούν. Ωστόσο, κάτι τέτοιο συμβαίνει διότι η μελέτη τους εκτείνεται σε ένα σύμπλεγμα περιοχών με διαφορετικά χαρακτηριστικά μεταξύ τους, όπως ολόκληρες χώρες της Ευρώπης [43] ή ολόκληρες πολιτείες της Αμερικής [19]. Στην περίπτωση της Ελλάδας, δε θεωρείται αναγκαίος ο διαχωρισμός μεταξύ των περιοχών της λόγω διαφορετικών χαρακτηριστικών, με αποτέλεσμα την απουσία της μοντελοποίησης των γραμμών μεταφοράς εντός της χώρας. Παρόλα αυτά, το σύστημα που μελετάται σε αυτή την πτυχιακή, δεν αποτελεί ένα κλειστό σύστημα, όπως γίνεται στις περισσότερες από τις προαναφερθείσες μελέτες. Αντιθέτως, έχουν μοντελοποιηθεί κατάλληλα διασυνδέσεις μεταξύ της Ελλάδος με τις γειτονικές της χώρες, κάτι που καθιστά το συνολικό σύστημα ενέργειας «ανοιχτό».

1.5 Δομή & Οργάνωση Εργασίας

Το υπόλοιπο της παρούσας διπλωματικής εργασίας δομείται ως εξής:

Κεφάλαιο 2: Στο δεύτερο κεφάλαιο γίνεται μια περιγραφή των υδροηλεκτρικών σταθμών τόσο ως προς τη λειτουργία τους, όσο και ως προς τη χωρική τους τοπολογία. Επίσης, αναλύεται η συνεισφορά που έχουν στο Ελληνικό Σύστημα Ενέργειας.

Κεφάλαιο 3: Στο τρίτο κεφάλαιο γίνεται μια σύντομη περιγραφή των αποθηκευτικών τεχνολογιών που δύναται να χρησιμοποιηθούν παγκόσμια, ως προς τον τρόπο λειτουργίας τους και τα εκάστοτε χαρακτηριστικά τους.

Κεφάλαιο 4: Στο τέταρτο κεφάλαιο γίνεται η καταγραφή των εξισώσεων επίλυσης του προβλήματος. Επιπλέον, περιγράφεται αναλυτικά η μεθοδολογία που εφαρμόστηκε κατά την κατάστρωση των εξισώσεων αυτών.

Κεφάλαιο 5: Στο πέμπτο κεφάλαιο γίνεται η τελική αποσαφήνιση στη δόμηση του προβλήματος. Συγκεκριμένα, αναλύονται τα δεδομένα εισόδου που χρησιμοποιήθηκαν, καθώς και η διαχείριση που γίνεται στις παραμέτρους του προβλήματος.

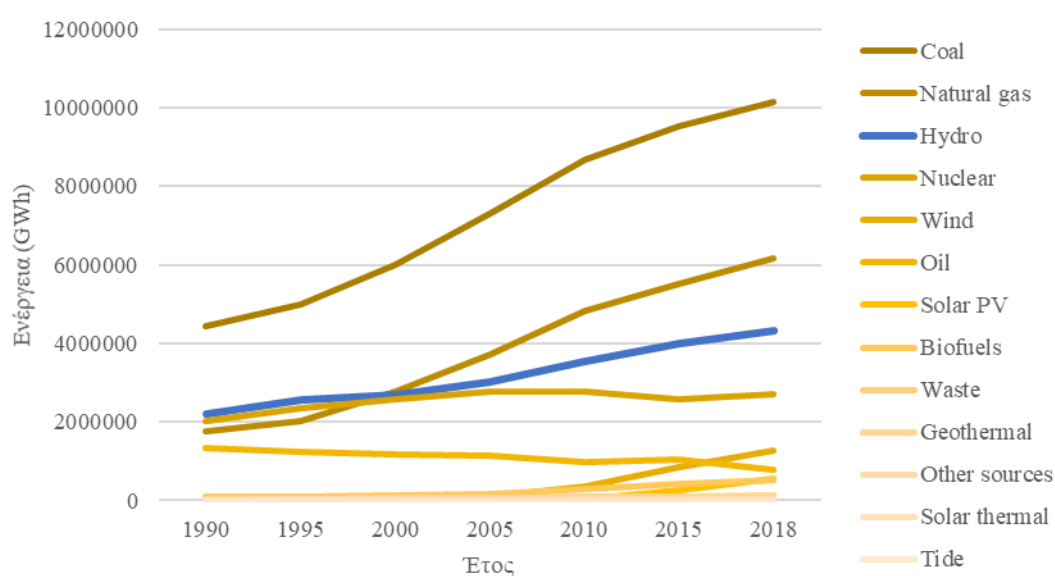
Κεφάλαιο 6: Στο έκτο κεφάλαιο παρουσιάζεται η επιλογή των σεναρίων που έλαβαν χώρα. Επιπρόσθετα, παρουσιάζονται, αναλύονται και σχολιάζονται τα αποτελέσματα των σεναρίων.

Κεφάλαιο 7: Στο έβδομο κεφάλαιο συνοψίζονται τα συμπεράσματα που προκύπτουν. Τέλος, προτείνονται μελλοντικές επεκτάσεις της παρούσας μελέτης προς τις οποίες δύναται να κατευθυνθεί ένας ενδιαφερόμενος ερευνητής.

2

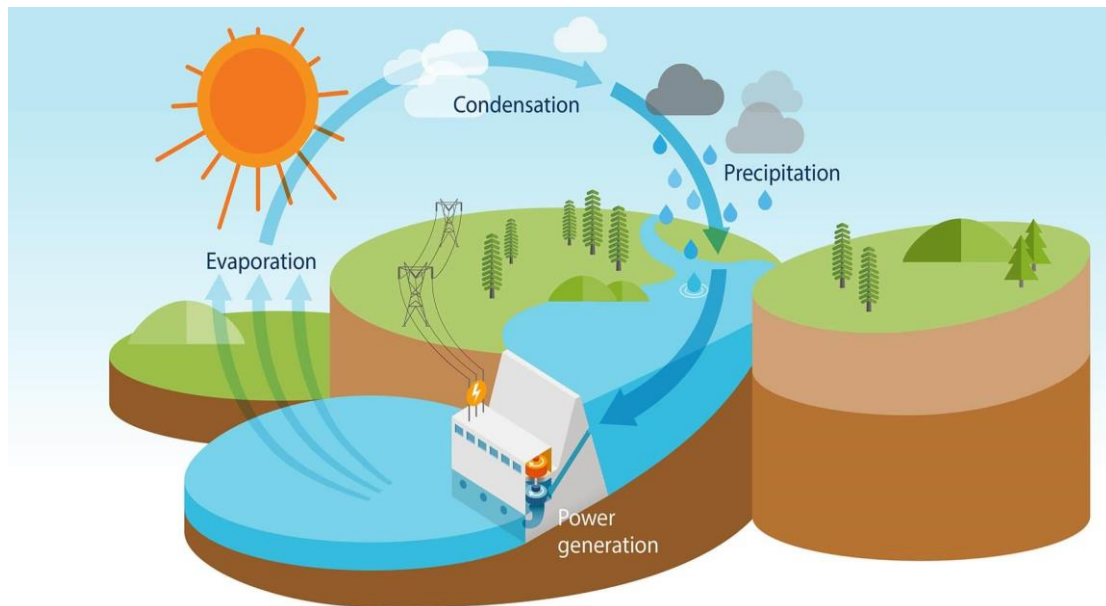
Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί

Για να συνειδητοποιήσει κανείς τη σπουδαιότητα της υδροηλεκτρικής ενέργειας, αρκεί να αναλογιστεί ότι ήδη από την εποχή της αρχαίας Ρωμαϊκής αυτοκρατορίας, οι άνθρωποι αξιοποιούσαν τη ροή του νερού για να διεκπεραιώσουν εργασίες, όπως το άλεσμα σιτηρών [44]. Η υδροηλεκτρική ενέργεια, με τη μορφή που έχει λάβει στη σύγχρονη εποχή, συνεισφέρει, εδώ και πολλά χρόνια, σε πολύ μεγάλο ποσοστό στην παγκόσμια παραγωγή ενέργειας.



Γράφημα 2.1: Παγκόσμια παραγόμενη ενέργεια ανά κατηγορία καυσίμων [45]

Η παραγωγή ενέργειας προκύπτει από τη μετατροπή των υδατοπτώσεων σε ενέργεια, μέσω ενός υδροηλεκτρικού σταθμού (ΥΗΣ). Οι ΥΗΣ εκμεταλλεύονται τη φυσική διαδικασία του κύκλου του νερού. Κάθε μέρα, ο πλανήτης αποβάλλει μια ποσότητα νερού, καθώς η υπερϊώδης ακτινοβολία διασπά τα μόρια του σε ιόντα και οδηγεί στην εξάτμιση τους. Την ίδια στιγμή, νέες ποσότητες νερού εμφανίζονται στην επιφάνεια της Γης, εξαιτίας της ηφαιστειακής δραστηριότητας, αλλά και των βροχοπτώσεων, με αποτέλεσμα τη διατήρηση της συνολικής ποσότητας του νερού πάνω στην επιφάνεια του πλανήτη.



Εικόνα 1: Αναπαράσταση του κύκλου του νερού [46]

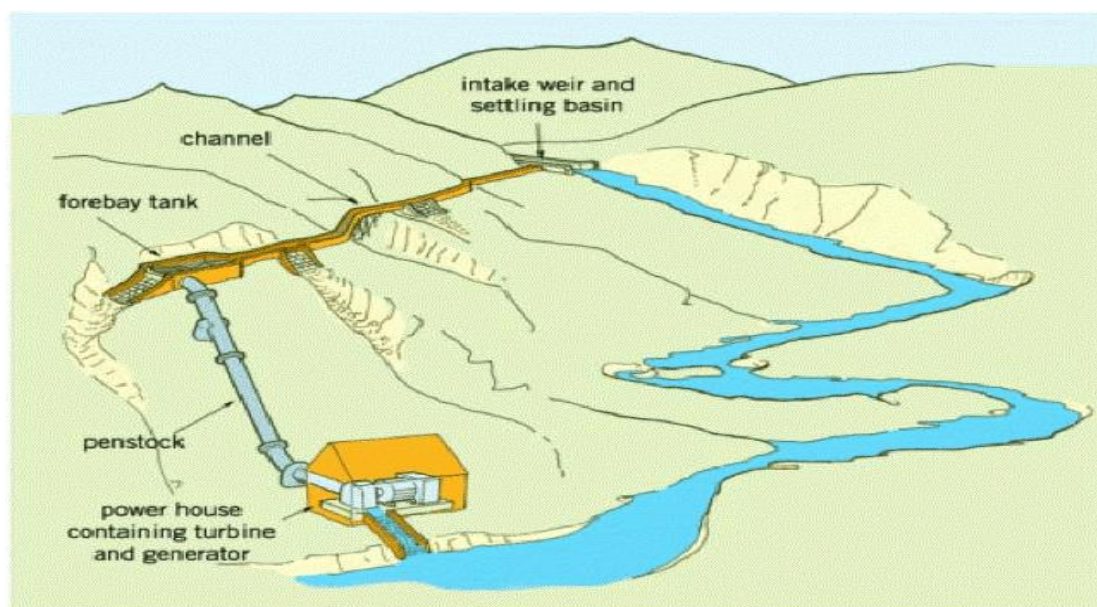
Η βασική αρχή λειτουργίας των ΥΗΣ είναι η μετατροπή της δυναμικής ή/και της κινητικής ενέργειας του νερού σε μηχανική, με την κίνηση ενός στροβίλου. Αυτός είναι συνδεδεμένος με μία γεννήτρια η οποία παράγει ηλεκτρική ενέργεια κάθε φορά που ο στρόβιλος στρέφεται. Το υψηλότερο κόστος κατασκευής των ΥΗΣ σε σχέση με τις θερμικές μονάδες, το οποίο οφείλεται στην πιθανή κατασκευή φραγμάτων, ισοσταθμίζεται με το μικρό κόστος λειτουργίας τους, αφού το κόστος καυσίμου είναι αμελητέο. Το καύσιμο, ουσιαστικά, είναι το ίδιο το νερό το οποίο έρχεται με μηδενικές δαπάνες συγκριτικά με στους ορυκτούς πόρους που τροφοδοτούν τις θερμικές μηχανές.

2.1 Τοπολογία ΥΗΣ

Οι ΥΗΣ χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες ανάλογα με την τοπολογία τους, η οποία ορίζει και τη διαδικασία με την οποία γίνεται η παραγωγή της ενέργειας. Παρά το γεγονός ότι, και οι τρεις κατηγορίες ακολουθούν την ίδια αρχή λειτουργίας, υπάρχουν διαφορές στις μεθόδους με τις οποίες γίνεται η εκμετάλλευση των υδάτων. Επιπλέον, ανά κατηγορία, εμφανίζεται και μεγαλύτερη ή μικρότερη επίδραση στο αισθητικό αποτύπωμα των υδροηλεκτρικών έργων. Πιο συγκεκριμένα, οι κατηγορίες είναι οι εξής:

Υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής φυσικής ροής (*Run-of-River* ή *RoR*):

Ένας ΥΗΣ που χαρακτηρίζεται ως *Run-of-River* κάνει χρήση της υδραυλικής ενέργειας της φυσικής ροής του ποταμού στον οποίο είναι προσαρτημένος. Η ορμή με την οποία κινείται το νερό, το οποίο εκτρέπεται μέσω μιας διώρυγας προσαγωγής (channel) και ενός αγωγού πτώσης (penstock), οδηγεί στην περιστροφή του στροβίλου στον υδροηλεκτρικό σταθμό (power house). Η διαδικασία αυτή δεν απαιτεί την ύπαρξη μεγάλου ταμιευτήρα, ενώ ταυτόχρονα δεν επέρχεται καμία αλλαγή στο κανάλι του ποταμού. Μολαταύτα, συνηθίζεται να υπάρχει μια μικρή κατακράτηση νερών σε μια δεξαμενή φόρτισης (forebay tank) με σκοπό την εύρυθμη και ταχεία λειτουργία του σταθμού, όπως και τη δημιουργία της απαραίτητης υψομετρικής διαφοράς. Καθίσταται διαυγές από την Εικόνα 2 ότι ένας σταθμός τέτοιου είδους επιφέρει ελάχιστη αισθητική διάβρωση του τόπου, καθώς δεν παρεμβαίνει ιδιαίτερα στο περιβάλλον. Στην Ελλάδα λειτουργούν αρκετοί RoR υδροηλεκτρικοί σταθμοί με τους ΥΗΣ του Εδεσσαίου και της Άγρας να αποτελούν τους σημαντικότερους, όσον αφορά τη συνεισφορά τους στο ευρύτερο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.

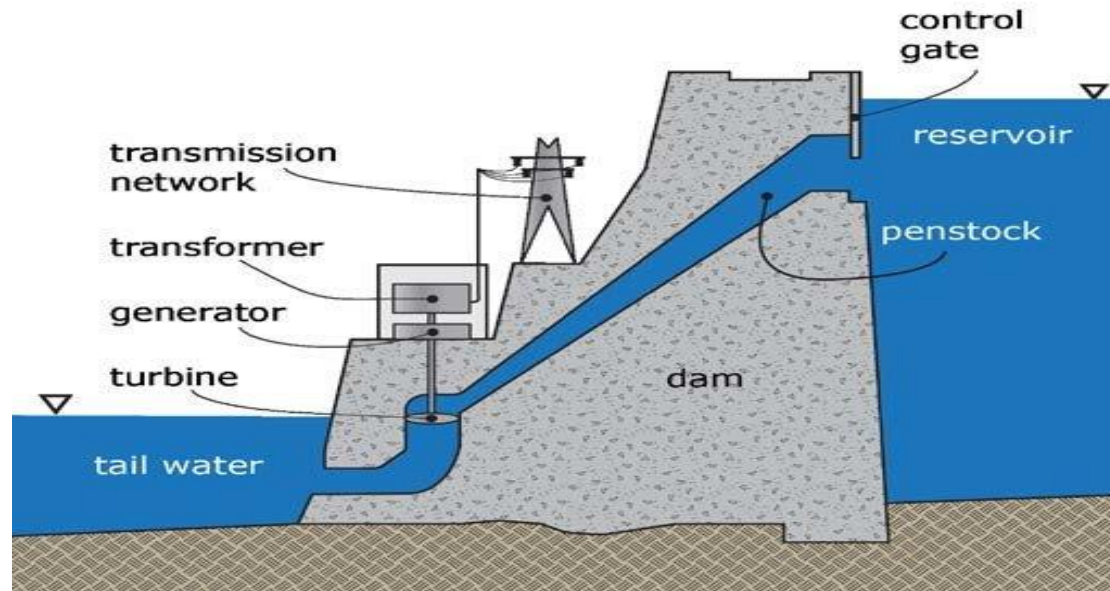


Εικόνα 2: Σχέδιο ενός υδροηλεκτρικού σταθμού φυσικής ροής [47]

Υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής με ταμιευτήρα:

Το συγκεκριμένο είδος ΥΗΣ προϋποθέτει τη δημιουργία ενός ταμιευτήρα (reservoir), ή λεκάνης όπως ονομάζεται, συνήθως μέσω ενός φράγματος (dam), που λειτουργεί ως αποθήκη για το νερό. Ο ταμιευτήρας βρίσκεται σε υψομετρική διαφορά από το σταθμό παραγωγής, η οποία ορίζεται από την τοποθεσία του τελευταίου. Ο σταθμός παραγωγής, είναι πιθανό να τοποθετηθεί είτε κοντά στη βάση του φράγματος, είτε μακριά από το φράγμα, σε χαμηλότερο σημείο από αυτό, είτε σε γειτονική, χαμηλότερου ύψους, λεκάνη. Για την παραγωγή ενέργειας ο ΥΗΣ αξιοποιεί την πτώση του νερού από την ανάντη λεκάνη, μέσω ενός αγωγού πτώσης (penstock) προς το σταθμό παραγωγής. Το σύνολο των εισροών του φράγματος συσσωρεύεται

και αποθηκεύεται στον ταμιευτήρα. Η αποθήκευση των υδάτων εκεί χρησιμεύει τόσο για την αναρρύθμιση της ροής του ποταμού στον οποίο παρεμβάλλεται ο ΥΗΣ, όσο και για την πρόκληση της απαιτούμενης υψομετρικής διαφοράς. Είναι γνωστό ότι οι περισσότεροι από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς της Ελλάδας ανήκουν σε αυτή την κατηγορία [42].

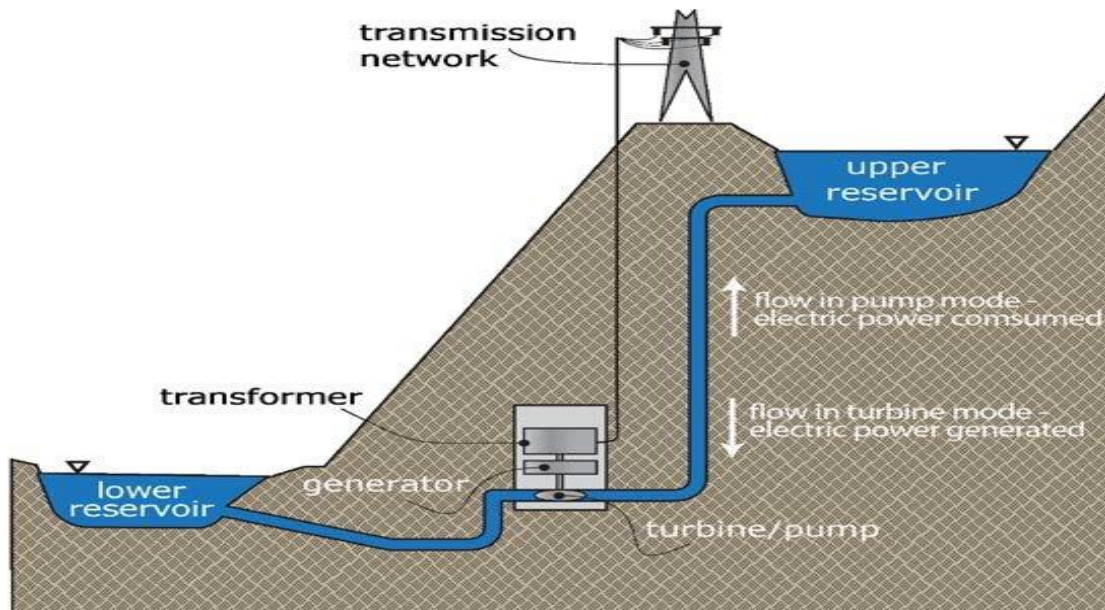


Εικόνα 3: Σχέδιο υδροηλεκτρικού σταθμού παραγωγής με ταμιευτήρα [48]

Υδραντλητικοί σταθμοί παραγωγής:

Οι υδραντλητικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας (ΑΤΣ) αποτελούν, ουσιαστικά, μια υποκατηγορία των κλασικών ΥΗΣ με ταμιευτήρα. Οι διαφορές τους έγκεινται στο γεγονός ότι διαθέτουν δύο ταμιευτήρες, έναν υψηλότερο και ένα χαμηλότερο, και στη δυνατότητα τους να αντλούν νερά από τον κάτω ταμιευτήρα με κατεύθυνση προς τα άνω. Συγκεκριμένα, η λειτουργία τους κατά τη φάση της παραγωγής είναι ίδια με ενός κοινού ΥΗΣ. Κατά τη φάση της άντλησης όμως, νερά από τον κάτω ταμιευτήρα (lower reservoir) μεταφέρονται με τη βοήθεια αντλιών (pump) μέσω του αγωγού πρόσπτωσης στον άνω ταμιευτήρα και μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε μελλοντικό χρόνο.

Αυτή η διαδικασία προτιμάται σε περιόδους χαμηλής ζήτησης και υψηλής δυνατότητας παραγωγής από ΑΠΕ, έτσι ώστε να αποθηκευτεί με αυτό τον μηχανικό τρόπο η περίσσεια ενέργειας. Το ενιαίο σύστημα ενός τέτοιου υδροηλεκτρικού σταθμού θα μπορούσε να θεωρηθεί μια αποθηκευτική τεχνολογία με συνολική απόδοση (round-trip efficiency) ίση με την απόδοση της παραγωγής πολλαπλασιασμένη με την απόδοση της άντλησης. Στην Ελλάδα υπάρχουν δύο σταθμοί αντλησιοταμίευσης, ενώ ολοκληρώνεται και η κατασκευή ενός τρίτου [42], [49].



Εικόνα 4: Σχέδιο υδραντλητικού σταθμού παραγωγής [48]

2.2 Παραγωγή

Μια ποσότητα νερού με όγκο V (m^3), η οποία βρίσκεται σε ύψος h (m) από έναν σταθμό παραγωγής, μπορεί να αποδώσει μέσα σε μια ώρα ενέργεια (σε kWh):

$$E = \frac{n \cdot \rho \cdot g \cdot V \cdot h}{3600} \quad (2.1)$$

Όπου n η απόδοση του στροβίλου που βρίσκεται στο σταθμό παραγωγής, ρ η πυκνότητα του νερού (1000 kg/m^3) και g η επιτάχυνση της βαρύτητας (9.81 m/s^2). Για να βρεθεί η στιγμιαία ισχύς που αποδίδεται θα πρέπει να αντικατασταθεί, στην παραπάνω εξίσωση, ο όγκος με τη διερχόμενη παροχή του νερού q (m^3/s) [50].

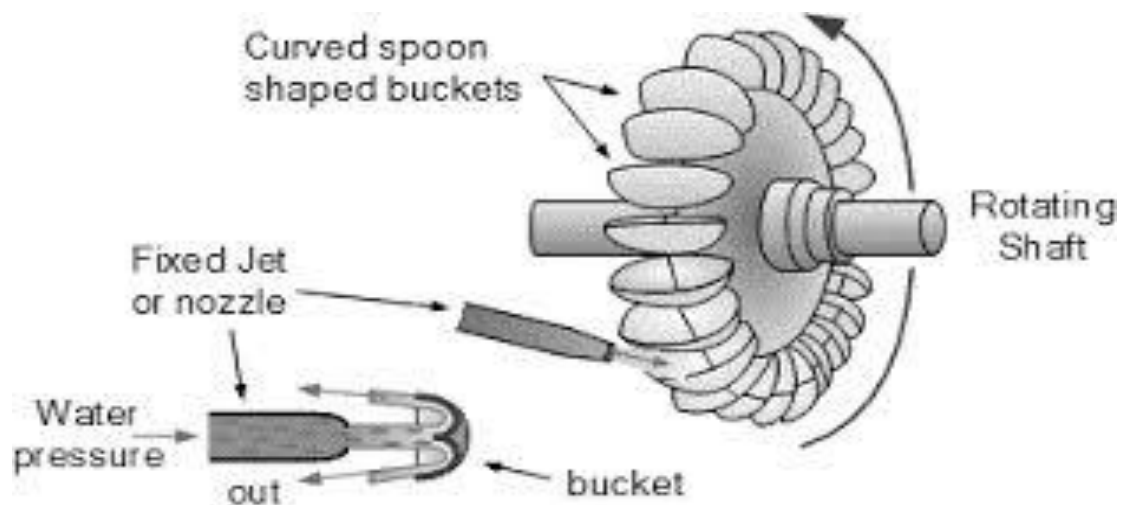
Το ύψος h ονομάζεται ολικό ύψος πτώσης και σε συνδυασμό με την παροχή νερού q καθορίζουν τον τύπο των στροβίλων που χρησιμοποιεί κάθε ΥΗΣ. Οι στροβίλοι χωρίζονται σε δύο κατηγορίες, τους στροβίλους δράσης και τους στροβίλους αντίδρασης. Στους στροβίλους δράσης το ενεργειακό υψόμετρο του κατάντη ταμιευτήρα είναι σταθερό και ίσο με τη στάθμη εξόδου. Στους στροβίλους αντίδρασης, το ενεργειακό υψόμετρο του κατάντη ταμιευτήρα εξαρτάται από τη στάθμη του νερού στην έξοδο του συστήματος που είναι πιθανώς μεταβλητή.

Οι τρεις πιο διαδεδομένοι τύποι υδροστροβίλων είναι οι:

- Pelton (δράσης)
- Francis (αντίδρασης)
- Kaplan (αντίδρασης)

Ο στροβίλος Pelton είναι ο μοναδικός ευρέως χρησιμοποιούμενος στροβίλος δράσης και εφαρμόζεται όταν υπάρχουν μεγάλες τιμές ύψους υδατόπτωσης και μικρές τιμές παροχής.

Είναι, συνήθως, οριζοντίου άξονα περιστροφής, αλλά όταν απαιτούνται περισσότερα ακροφύσια (nozzle) ο άξονας του στρόβιλου διατάσσεται και κατακόρυφα. Το νερό προσάγεται στο στρόβιλο, μέσω σωλήνωσης (penstock) από τον ανάντη ταμιευτήρα. Στο τέλος της σωλήνωσης βρίσκεται το ακροφύσιο, από το οποίο εξέρχεται με μεγάλη ταχύτητα μια δέσμη νερού και χτυπά τα, διπλού κοιλώματος, σκαφίδια (buckets) του τροχού (runner). Στην ακμή διαχωρισμού των κοιλωμάτων διαχωρίζεται στη μέση και η δέσμη νερού, η οποία και εκτρέπεται μέσα στο σκαφίδιο. Με αυτό τον τρόπο δημιουργείται πίεση επάνω στα σκαφίδια, τα οποία είναι στερεωμένα στον άξονα, παρασύροντας σε περιστροφή τον στρόβιλο. Το νερό, έπειτα, ρέει προς τα εξωτερικά χείλη των σκαφιδίων με αρκετά ελαττωμένη ταχύτητα. Η ρύθμιση της ποσότητας του νερού και της ισχύος εξόδου γίνεται είτε μέσω της βελόνης του ακροφυσίου, είτε μέσω ενός εκτροπέα δέσμης που, επίσης, βρίσκεται στο ακροφύσιο.

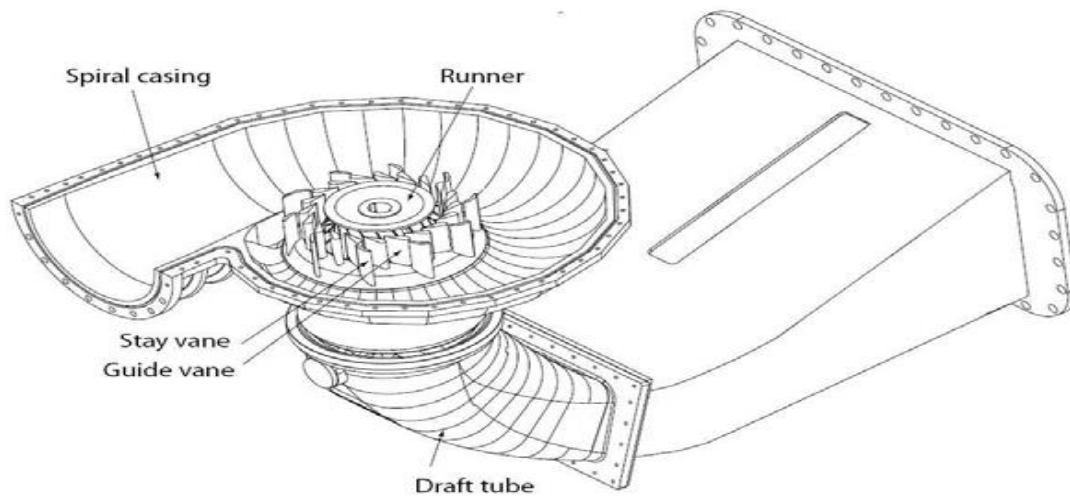


Εικόνα 5: Στρόβιλος τύπου Pelton [51]

Οι στρόβιλοι αντίδρασης έχουν μεγάλο φάσμα εφαρμογών για μέσου και μικρού ύψους υδατοπτώσεις και χρησιμοποιούνται για μεγάλο εύρος ισχύος εξόδου. Οι υδροστρόβιλοι τύπου Francis εφαρμόζονται σε περιπτώσεις ύπαρξης μέσου ύψους, ενώ οι υδροστρόβιλοι τύπου Kaplan είναι οι μοναδικοί που εφαρμόζονται σε περιπτώσεις μικρών υψομετρικών διαφορών. Το νερό φτάνει στον υδροστρόβιλο, είτε με σωληνώσεις, αν προέρχεται από μεγάλα ύψη, είτε ακόμα και με ανοιχτούς αγωγούς αν προέρχεται από μικρά ύψη. Και οι δύο τύποι στρόβιλων αντίδρασης κατασκευάζονται, ως επί τω πλείστο, με κατακόρυφο άξονα περιστροφής.

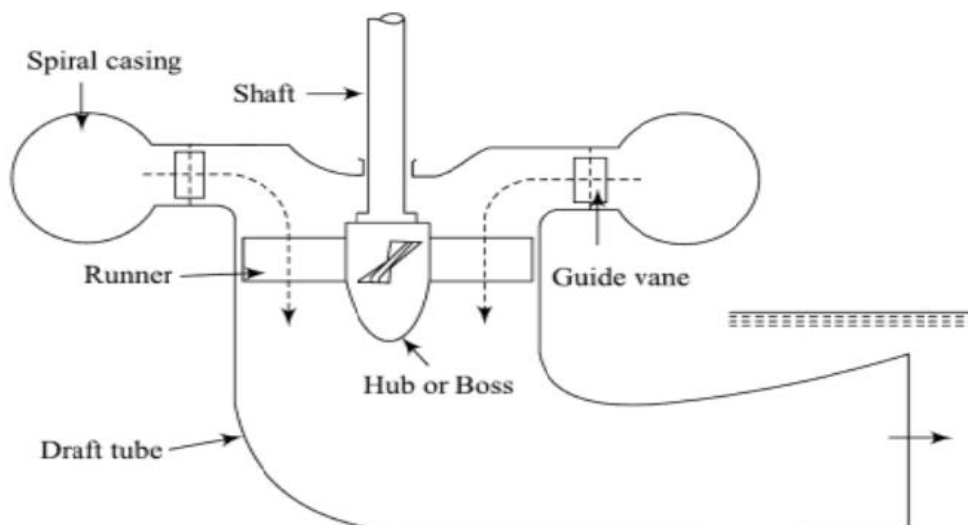
Στην περίπτωση του υδροστρόβιλου Francis, το νερό εισέρχεται σε ένα σπειροειδές κέλυφος (spiral casing) που εκτείνεται περιφερειακά σε όλη την περίμετρο της περωτής (runner). Για τη ρύθμιση της ποσότητας του νερού και της ισχύος εξόδου, βρίσκεται γύρω από την περωτή μια ρυθμιστική διάταξη, η οποία απαρτίζεται από μια σταθερή στεφάνη (stay vane) και από κινητά πτερύγια (guide vane). Τα πτερύγια εκτρέπουν το νερό στην κατάλληλη διεύθυνση και έτσι δημιουργείται σε αυτά πίεση, η οποία και περιστρέφει το στρόβιλο. Στο σωλήνα εξαγωγής (draft tube) γίνεται περαιτέρω εκμετάλλευση της δυναμικής ενέργειας του νερού. Λόγω της

καθοδικής κίνησης του νερού δημιουργείται κάτω από την περωτή υποπίεση. Με αυτόν τον τρόπο επιδρά ισχυρότερα η πίεση πάνω στα περύγια της περωτής και επιτυγχάνεται αύξηση της ισχύος.



Εικόνα 6: Υδροστρόβιλος τύπου Francis

Στην περίπτωση του υδροστρόβιλου Kaplan, το νερό προσάπτεται στην περωτή μέσω μιας ρυθμιστικής διάταξης όπως στο Francis στρόβιλο, αλλά αυτή αποτελείται από μια ρυθμιστική στεφάνη σταθερή με κινητά περύγια. Με τη λοξή θέση αυτών των περυγίων δίνεται στο νερό, που βρίσκεται στον ελεύθερο χώρο πάνω από τα περύγια της περωτής, μια περιστροφική κίνηση. Η ορμή του νερού με την περιδίνηση που έχει λάβει από τα ρυθμιστικά περύγια, ασκεί μια πίεση στα περύγια της περωτής τα οποία και συμπαρασύρει σε περιστροφή. Η κλίση των ρυθμιστικών περυγίων είναι και εκείνη που ορίζει την ισχύ εξόδου. Για παράδειγμα, για επίτευξη μεγαλύτερης ισχύος αυξάνεται η γωνία στρέψης των ρυθμιστικών περυγίων, με αποτέλεσμα να διέρχεται περισσότερο νερό προς την περωτή. [52], [53]



Εικόνα 7: Υδροστρόβιλος τύπου Kaplan [54]

2.3 Άντληση

Οι αντλητικοί σταθμοί παραγωγής αποτελούν την πιο διαδεδομένη και ώριμη τεχνολογικά μορφή αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας διεθνώς, με 158 GW εγκατεστημένης ισχύος το 2019 σε παγκόσμιο επίπεδο [55]. Ένας αντλησιοταμιευτικός σταθμός αποτελείται από δύο ταμιευτήρες με υψομετρική διαφορά μεταξύ τους, οι οποίοι έχουν τη δυνατότητα να αλληλοεπιδρούν αμφίδρομα. Η παραγωγή ενέργειας επιτυγχάνεται κατά την πτώση νερού από τον άνω προς τον κάτω ταμιευτήρα και λαμβάνει χώρα σε περιπτώσεις όπου καθίσταται επιτακτική η κάλυψη της ζήτησης. Αντιθέτως, κατά τη χρονική περίοδο που υπάρχει μεγαλύτερη παραγωγή ΑΠΕ από ότι ζήτηση ενέργειας, νερό επιστρέφεται μέσω αντλιών από τον κάτω στον άνω ταμιευτήρα για μελλοντική χρήση του.

Έχει εμφανιστεί η δημιουργία ΑΤΣ και με χρήση του θαλασσινού νερού ως εργαζόμενο μέσο (Seawater Pumped Storage System – S-PSS). Με αυτόν τον τρόπο, η θάλασσα μετατρέπεται σε έναν απέραντο κάτω ταμιευτήρα. Η συγκεκριμένη κατηγορία ΑΤΣ αποτελεί μια πολύτιμη εναλλακτική λύση για περιοχές με ελάχιστες βροχοπτώσεις και για περιοχές με μικρή υψομετρική διακύμανση, καθώς εξασφαλίζει τη διαθεσιμότητα του εργαζόμενου μέσου χωρίς να επηρεάζει τα περιορισμένα αποθέματα γλυκού νερού και τη μορφολογία του εδάφους [56].

Η σύνδεση μεταξύ των δύο ταμιευτήρων μπορεί να γίνει με ύπαρξη μονού αγωγού, ο οποίος χρησιμοποιείται τόσο για την άντληση όσο και για την παραγωγή. Ωστόσο, υπάρχουν περιπτώσεις στις οποίες η σύνδεση γίνεται με δύο ανεξάρτητους αγωγούς και κατά τις οποίες μπορεί να επιτευχθεί ταυτόχρονη φόρτιση και εκφόρτιση του συστήματος, εάν αυτό απαιτείται.

Σε συνέχεια της προαναφερθείσας διαφοροποίησης, επιλέγονται διαφορετικών ειδών συστήματα παραγωγής. Ειδικότερα, στην περίπτωση όπου υπάρχει μονός αγωγός προκρίνεται η χρήση αναστρέψιμων μονάδων, οι οποίες μπορούν να λειτουργούν είτε ως μονάδες παραγωγής είτε ως μονάδες άντλησης. Στο σενάριο δύο ανεξάρτητων αγωγών, είναι στην ευχέρεια του επενδυτή η επιλογή μεταξύ χρήσης αναστρέψιμων μονάδων ή εγκατάστασης ενός ξεχωριστού αντλιοστασίου.

Η ύπαρξη διαφορετικού σταθμού παραγωγής και αντλιοστασίου είναι ένα σπανιότερο φαινόμενο, με εξαίρεση το υβριδικό ενεργειακό έργο της Ικαρίας στο οποίο αιολική ενέργεια και ένας υδραντλητικός σταθμός συνεργάζονται προς την κάλυψη της ζήτησης του μη διασυνδεδεμένου νησιού [57]. Οι δύο μεγάλοι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί της Ελλάδας, από την άλλη, χρησιμοποιούν αναστρέψιμους στροβίλους τύπου Francis [58]. Ουσιαστικά, ο ίδιος στροβίλος με τους κατάλληλους χειρισμούς δύναται να στρέφεται κατά την πτώση νερού, αλλά και να αντλεί νερό το οποίο διοχετεύει προς τα πάνω, μέσω της περιστροφής του προς την αντίθετη κατεύθυνση.

2.4 Ελληνικό Σύστημα

Στην Ελλάδα η συνεισφορά των ΥΗΣ στην κάλυψη της συνολικής ζήτησης αγγίζει το 9-10% [40][41]. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των υδροηλεκτρικών σταθμών ανεξαρτήτου μεγέθους, για το 2018 ανέρχεται στα 3409 MW, εκ των οποίων, τα 2402 MW αντιστοιχούν σε μεγάλους ΥΗΣ, τα 243 MW σε ΜΥΗΣ, τα 65 MW σε Run-of-River ΥΗΣ και, τέλος, τα 699 MW αναστρέψιμες μονάδες υδραντλητικών σταθμών [7], [59]. Παρ' ότι δεν έχουν υπάρξει διαφορές μεταξύ της εγκατεστημένης ισχύος που υφίσταντο το 2018 με το 2020, αναμένονται αλλαγές στο βραχυπρόθεσμο μέλλον, διότι είναι δρομολογημένη η κατασκευή επιπλέον υδροηλεκτρικών αντλητικών σταθμών. Πιο συγκεκριμένα, ο ΥΗΣ Αμφιλοχίας έχει αδειοδοτηθεί και αναμένεται να προσθέσει 680 MW στον υδροηλεκτρικό ενεργειακό στόλο της χώρας [49].

Οι μεγάλοι ΥΗΣ της Ελλάδας είναι συνολικά δεκατέσσερις (14) και χαρακτηρίζονται ως «μεγάλοι» λόγω της εγκατεστημένης ισχύος τους, η οποία ξεπερνάει τα 15 MW. Επιπρόσθετα, η διασύνδεση τους δεν είναι μονοδιάστατη. Με άλλα λόγια, ταμειυτήρες περισσότερων του ενός σταθμού συνδέονται μεταξύ τους και δημιουργούν ένα διαδοχικό σύστημα ΥΗΣ, που ονομάζεται συγκρότημα. Οι προαναφερθέντες ΥΗΣ ανά συγκρότημα είναι οι παρακάτω:

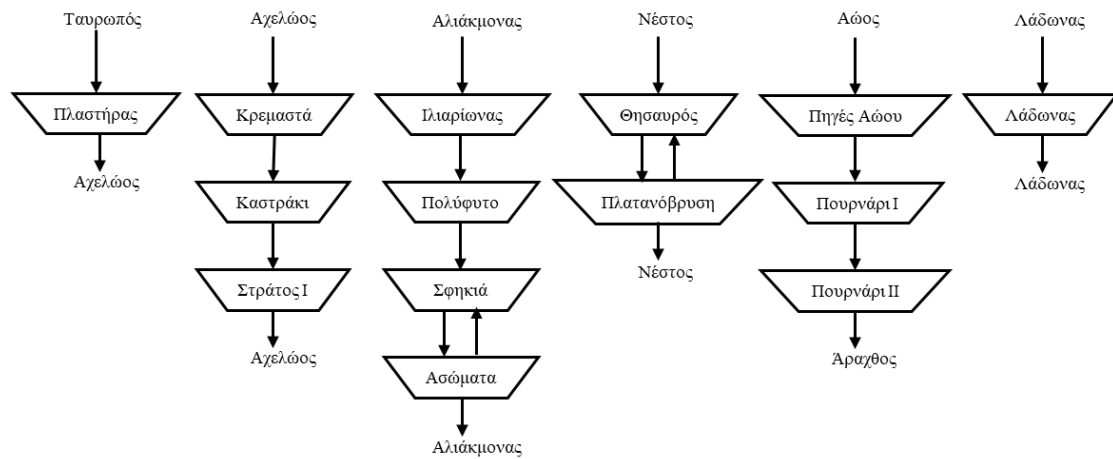
Πίνακας 1: Μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί της Ελλάδας [58]

<i>Συγκρότημα</i>	<i>Σταθμός</i>	<i>Εγκατεστημένη Ισχύς</i>	<i>Ωφέλιμη Χωρητικότητα</i>
<i>Ταυρωπός</i>	Πλαστήρας	130 MW	300 hm ³
<i>Αχελώος</i>	Κρεμαστά	437 MW	2858 hm ³
	Καστράκι	320 MW	98 hm ³
	Στράτος I	150 MW	12 hm ³
<i>Αλιάκμονας</i>	Ιλιαρίωνας	153 MW	270 hm ³
	Πολύφυτο	375 MW	1089 hm ³
	Σφηκιά	315 MW	18 hm ³
	Ασώματα	108 MW	10 hm ³
<i>Νέστος</i>	Θησαυρός	384 MW	563 hm ³
	Πλατανόβρυση	116 MW	12 hm ³
<i>Άραχθος</i>	Πηγές Αώου	210 MW	144 hm ³
	Πουρνάρι I	300 MW	303 hm ³
	Πουρνάρι II	34 MW	4 hm ³
<i>Λάδωνας</i>	Λάδωνας	70 MW	46 hm ³



Εικόνα 8: Τοποθεσία των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών της Ελλάδας [60]

Στην Εικόνα 8 εμφανίζονται οι γεωγραφικές τοποθεσίες των μεγάλων ΥΗΣ της χώρας. Οι διασυνδέσεις μεταξύ των σταθμών εμφανίζονται με μπλε γραμμές. Αναλυτικότερα, στη Μακεδονία υπάρχει το συγκρότημα του Νέστου στα ανατολικά και του Αλιάκμονα κεντρικά. Στο γεωγραφικό διαμέρισμα της Ηπείρου βρίσκεται ο ποταμός Αώος και ο ποταμός Άραχθος, ενώ τέλος, στη Δυτική Στερεά Ελλάδα και στη Θεσσαλία εκτείνεται ο ποταμός Αχελώος, με τα ομώνυμα συγκροτήματα υδροηλεκτρικών σταθμών να βρίσκονται στα ίδια σημεία. Η σύνδεση που υπάρχει μεταξύ των ταμιευτήρων των παραπάνω ΥΗΣ εμφανίζεται στο Γράφημα 2.2.



Γράφημα 2.2: Διασύνδεση μεταξύ των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών της Ελλάδας

Οι ΥΗΣ που εμφανίζονται παραπάνω χρησιμεύουν τόσο για την παραγωγή ενέργειας όσο και για την παροχή της απαιτούμενης ποσότητας νερών που προορίζεται την ύδρευση και για την άρδευση των πέριξ τοποθεσιών [58].

3

Αποθήκευση ενέργειας

Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας επιτυγχάνεται μέσω της μετατροπής της σε μια άλλη μορφή ενέργειας, η οποία έχει τη δυνατότητα αποθήκευσης και της μετέπειτα μετατροπής της και πάλι σε ηλεκτρική ενέργεια. Αυτός ο κύκλος, ουσιαστικά, μπορεί να επιτευχθεί χρησιμοποιώντας διαφορετικά αποθηκευτικά μέσα ως προς την τεχνολογία που αξιοποιείται κάθε φορά. Πιο συγκεκριμένα διακρίνονται τέσσερις μεγάλες κατηγορίες αποθήκευσης:

- *Ηλεκτρική*
- *Ηλεκτροχημική*
- *Χημική*
- *Μηχανική*

Σε κάθε μία από τις παραπάνω περιπτώσεις, η ηλεκτρική ενέργεια μεταποιείται με διαφορετικό τρόπο σε κάποια άλλη μορφή ενέργειας.

3.1 Ηλεκτρική αποθήκευση

3.1.1 Υπερπυκνωτές (Ultracapacitors)

Οι υπερπυκνωτές είναι ουσιαστικά κλασσικοί πυκνωτές με προσθήκη διπλού στρώματος (double layer capacitors) με αποτέλεσμα την αύξηση της χωρητικότητας (C). Επιπλέον, χαρακτηρίζονται από την υπερταχεία απόκριση που εμφανίζουν, καθώς και από το πολύ μεγάλο πλήθος κύκλων ζωής τους, περί των 10.000. Ωστόσο, το υψηλό επίπεδο αυτό-αποφόρτισης σε συνδυασμό με τη χαμηλή πυκνότητα αποθηκευμένης ενέργειας καθιστούν τη συγκεκριμένη τεχνολογία ιδανική μόνο για χρήση στον τομέα της ποιότητας ισχύος, στον οποίο επικρατεί η μικρής διάρκειας αποθήκευσης [61]. Οι υπερπυκνωτές ξεκίνησαν να εμφανίζονται στα μέσα του 20^{ου} αιώνα. Εντούτοις, οι μελέτες πάνω σε αυτούς έχουν κεντρίσει το ενδιαφέρον τα τελευταία μόνο χρόνια, με τις βελτιώσεις στα υλικά που χρησιμοποιούν να είναι πολλαπλές

και συνεχώς αυξανόμενες, ενώ αναμένονται περαιτέρω αναβαθμίσεις. Σκοπός είναι να μειωθεί το κόστος παραγωγής τους και να επιτευχθεί η ένταξη τους σε επίπεδο συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας [62], [63].

3.1.2 *Υπεραγώγιμη μαγνητική αποθήκευση ενέργειας (Superconducting Magnetic Energy Storage – SMES)*

Η SMES μέθοδος αποθήκευσης αξιοποιεί την ηλεκτρική ενέργεια που μπορεί να αποθηκευτεί σε ένα υπεραγώγιμο πηνίο με τη μορφή μαγνητικού πεδίου σχεδόν μηδενικών απωλειών. Η συνολική απόδοση του συστήματος είναι εξαιρετικά υψηλή, φτάνοντας το 97%. Επίσης, εμφανίζει παρόμοια στοιχεία με τους υπερπυκνωτές όσον αφορά την ταχεία απόκριση, ενώ έχει ακόμα μεγαλύτερο πλήθος κύκλων ζωής, περί τους 100.000. Σύμφωνα με τα παραπάνω χαρακτηριστικά, η SMES αποθήκευση είναι κατάλληλη για ρύθμιση συχνότητας, χρήση σε υπηρεσίες ποιότητας ισχύος, αλλά και παροχή εφεδρειών σε περιπτώσεις διακοπών του συστήματος [61]. Το μεγάλο μειονέκτημα των εν λόγω αποθηκών είναι το υψηλό κόστος παραγωγής τους λόγω της πολυπλοκότητας της κατασκευής τους, αλλά και του επιπλέον εξοπλισμού που απαιτείται για τη διατήρηση της υπεραγωγιμότητας των υλικών του πηνίου.

3.2 *Ηλεκτροχημική Αποθήκευση*

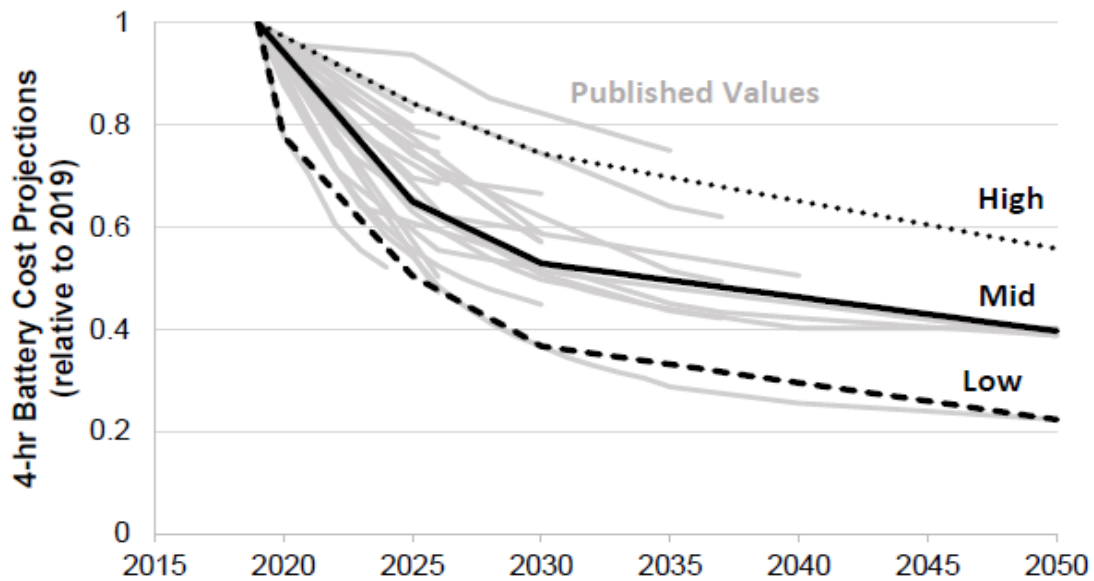
Η ηλεκτροχημική μέθοδος αποθήκευσης ακολουθεί κοινή αρχή λειτουργίας σε όλες τις περιπτώσεις. Δύο ηλεκτρόδια, ένα ανόδου και ένα καθόδου παρεμβalλόμενα από ένα ηλεκτρολυτικό υλικό μεταφέρουν αναμεταξύ τους ιόντα. Με αυτόν τον τρόπο παράγεται ηλεκτρικό ρεύμα και άρα παράγουν ή απορροφούν ενέργεια, αναλόγως τη φορά της μεταφοράς των ιόντων που πραγματοποιείται.

3.2.1 *Μπαταρίες Ιόντων Λιθίου (Li-Ion)*

Οι μπαταρίες, ή συσσωρευτές, ιόντων λιθίου αποτελούν την ταχύτερα αναπτυσσόμενη τεχνολογία μπαταριών στο ευρύτερο πλαίσιο της αποθήκευσης ενέργειας. Βρίσκουν εφαρμογές σε υπεράριθμους τομείς, όπως η αυτοκίνηση, τα κινητά τηλέφωνα, αλλά και το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Τα χαρακτηριστικά τους είναι: η πολύ υψηλή πυκνότητα αποθηκευμένης ενέργειας, η υψηλή απόδοση τους, καθώς και η διάρκεια ζωής τους που ξεπερνάει τους 10.000 κύκλους φόρτισης.

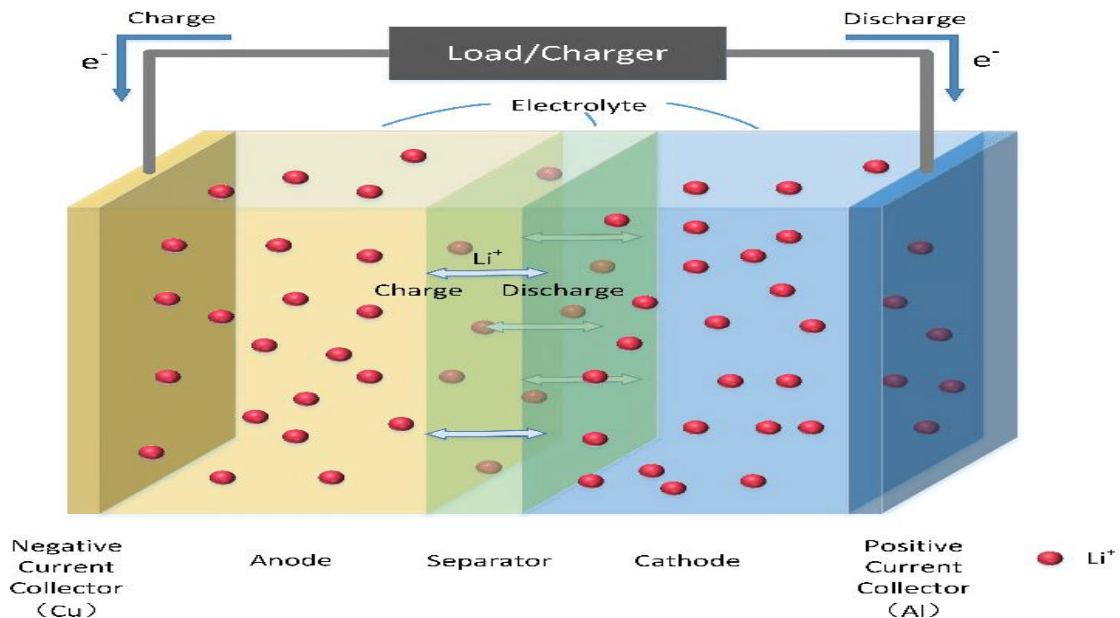
Οι συσσωρευτές ιόντων λιθίου εμφανίζουν προβλήματα και αλλοιώσεις στην τεχνολογία τους όταν υπερφορτίζονται ή υπερεκφορτίζονται. Το αυξημένο κόστος τους οφείλεται κυρίως στα ειδικά συστήματα προστασίας που φέρουν για την επίλυση των παραπάνω προβλημάτων.

Ωστόσο, τα τελευταία χρόνια η τιμή των συγκεκριμένων μπαταριών έχει μειωθεί αρκετά και φαίνεται να διατηρεί αυτήν την καθοδική τάση και στις εκτιμήσεις για το μέλλον [64].



Γράφημα 3.1: Πρόβλεψη κόστους μπαταριών ιόντων λιθίου συναρτήσει του κόστους τους κατά το έτος 2019 [64]

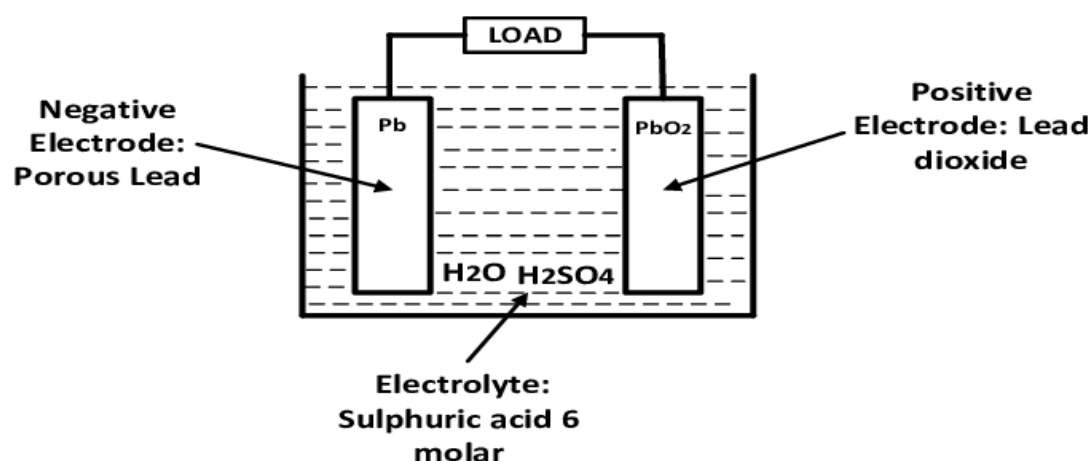
Εμβαθύνοντας στη λειτουργία τους, οι Li-Ion μπαταρίες αποτελούνται από ηλεκτροχημικά στοιχεία, τα οποία χρησιμοποιούν ενώσεις παρεμβολής για το θετικό (anode) και το αρνητικό (cathode) ηλεκτρόδιο. Με λίγα λόγια, κατά τη φόρτιση και την εκφόρτιση, θετικά ιόντα λιθίου (Li^+) ανταλλάσσονται μεταξύ των ηλεκτροδίων και ηλεκτρόδια και, κατά συνέπεια, ηλεκτρικό ρεύμα, ρέουν προς την αντίθετη κατεύθυνση, όπως φαίνεται στην Εικόνα 9.



Εικόνα 9: Αναπαράσταση λειτουργίας μπαταριών ιόντων λιθίου [65]

3.2.2 Μπαταρίες Μολύβδου – Οξέως (Lead-acid batteries)

Οι μπαταρίες μολύβδου οξέως συνιστούν τη φθηνότερη και την παλαιότερη τεχνολογία μπαταριών. Χρησιμοποιούνται κατά κόρον σε εφαρμογές μικρής κλίμακας, για παράδειγμα σε οχήματα, αλλά και ως βοηθητικά συστήματα σε αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα. Η χημική σύσταση των συσσωρευτών μολύβδου οξέως είναι δύο διαφορετικοί τύποι μολύβδου για τα ηλεκτρόδια και το θεικό οξύ για τον ηλεκτρολύτη. Συγκεκριμένα, το διοξείδιο μολύβδου είναι το ενεργό υλικό του θετικού ηλεκτροδίου, ενώ ο μεταλλικός μολύβδος σε πορώδη δομή μεγάλης επιφάνειας είναι το υλικό του αρνητικού ηλεκτροδίου [66].



Εικόνα 10: Δομή μπαταρίας μολύβδου-οξέως [67]

Το περιορισμένο πλήθος των κύκλων ζωής, η ταχεία αυτό-αποφόρτιση τους και η μικρή πυκνότητα ενέργειας που διαθέτουν αποτελούν τα βασικότερα μειονεκτήματα της παραπάνω κατηγορίας μπαταριών. Αυτοί είναι και οι λόγοι που δε χρησιμοποιούνται για μεγάλης κλίμακας εφαρμογές, παρά το γεγονός ότι βρίσκονται με πολύ χαμηλότερο κόστος συγκριτικά με τις υπόλοιπες τεχνολογίες [61].

3.2.3 Μπαταρίες Θείου – Νατρίου (NaS Batteries)

Οι μπαταρίες νατρίου-θείου είναι μια νέα, σχετικά, τεχνολογία συσσωρευτών και διαθέτουν πολύ ιδιαίτερα χαρακτηριστικά που τους κάνουν και ξεχωριστούς. Πιο αναλυτικά, έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής, αξιοσημείωτη απόδοση και υψηλή ενεργειακή πυκνότητα. Ωστόσο, λειτουργούν υπό υψηλές θερμοκρασίες, κοντά στους 300°C. Για αυτό το λόγο, είναι απαραίτητη η ύπαρξη μιας εξωτερικής πηγής θερμότητας και η ύπαρξη εξαιρετικά υψηλού επιπέδου θερμικής μόνωσης, με αποτέλεσμα το αυξημένο κόστος των συγκεκριμένων μπαταριών. Μέχρι την εμφάνιση των Li-Ion μπαταριών, που αποτελούν αναβάθμιση τους, αποτελούσαν τον πιο διαδεδομένο τύπου αποθήκευσης σε επίπεδο συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

3.2.4 Μπαταρίες Νικελίου – Καδμίου & Μπαταρίες Νικελίου – Μετάλλου του

Υδριδίου (Ni-Cd & NiMH Batteries)

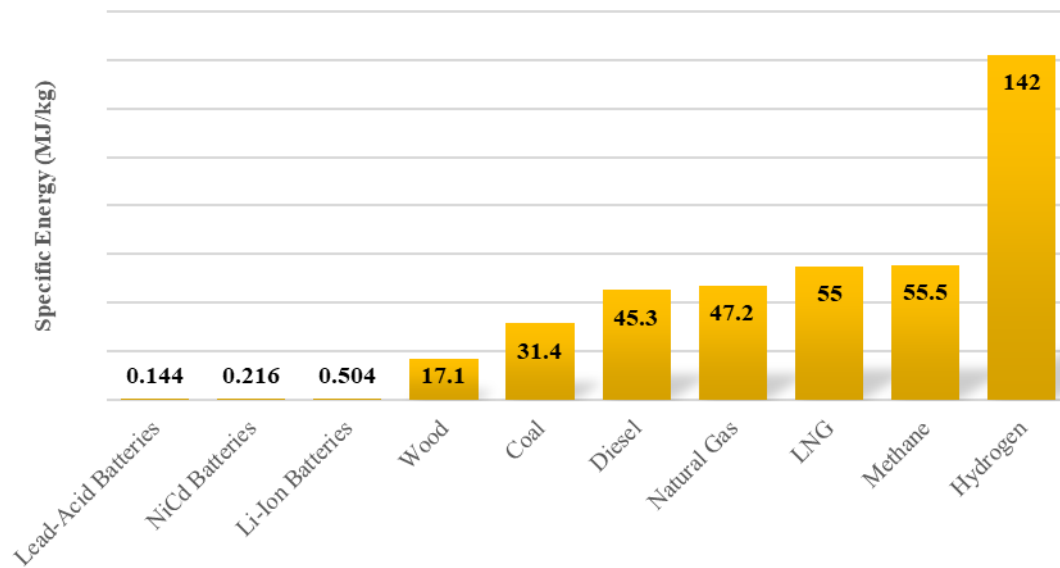
Οι μπαταρίες νικελίου καδμίου είναι, επίσης, μια αρκετά παλιά τεχνολογία η οποία εξελίχθηκε περισσότερο τη δεκαετία του 1990. Σχετικά με τις επιδόσεις τους αξίζει να αναφερθεί ότι διαθέτουν ένα πλήθος κύκλων ζωής κοντά στους 2000, μεγάλη πυκνότητα αποθηκευμένης ενέργειας και μικρές απαιτήσεις συντήρησης. Η έρευνα πάνω στη συγκεκριμένη τεχνολογία έχει αυξήσει κατά πολύ τη διάρκεια ζωής τους. Η παρουσία, όμως, του καδμίου αποτελεί και το μεγαλύτερο αρνητικό τους, διότι πρόκειται για ένα τοξικό στοιχείο. Για τον παραπάνω λόγο, έχει απαγορευτεί η εμπορική χρήση τους και χρησιμοποιούνται μόνο σε στατικές μικρές εφαρμογές αποθήκευσης ενέργειας.

Η σταδιακή αντικατάσταση που επήλθε λόγω της ανακάλυψης της τοξικότητας των βαρέων μετάλλων που φέρει το συγκεκριμένο είδος μπαταριών, οδήγησε στη χρήση μπαταριών νικελίου-μετάλλου υδριδίου (NiMH Batteries). Τα περιβαλλοντικά πλεονεκτήματα των NiMH μπαταριών προσδίδουν συνδυαστικά με τα ενεργειακά πλεονεκτήματα αυτών. Ειδικότερα, η συγκεκριμένη τεχνολογία προσφέρει μεγαλύτερη πυκνότητα ενέργειας, απουσία ανάγκης για συντήρηση και μεγαλύτερη διάρκεια ζωής. Ωστόσο, το γεγονός ότι έχουν χαμηλή ικανότητα εκφόρτισης σε υψηλά ρεύματα, περιορίζει το πεδίο δράσης τους σε μικρών απαιτήσεων εφαρμογές, όπου ανταγωνίζονται επάξια τις μπαταρίες ιόντων λιθίου.

3.3 Χημική Αποθήκευση

Με τον όρο χημική αποθήκευση εννοείται η διαδικασία κατά την οποία η ηλεκτρική ενέργεια αξιοποιείται για τη διενέργεια μιας χημικής αντίδρασης. Αυτή με τη σειρά της, δημιουργεί μια οντότητα όπου και αποθηκεύεται μέρος της χρησιμοποιούμενης ενέργειας. Στη συνέχεια αντλείται από το παράγωγο της αντίδρασης η ενέργεια και μετατρέπεται εκ νέου σε ηλεκτρική. Η πιο διαδεδομένη χημική αποθήκευση είναι εκείνη υπό τη μορφή υδρογόνου (H₂).

Το υδρογόνο είναι το στοιχείο εκείνο που υπάρχει σε μεγαλύτερη αφθονία στο σύμπαν και διαθέτει εξαιρετικά υψηλότερη ειδική ενέργεια, αναφορικά προς τις υπάρχουσες τεχνολογίες αποθήκευσης. Με άλλα λόγια, πολύ μικρή ποσότητα υδρογόνου μπορεί να αποδώσει πολύ μεγάλα ποσά ενέργειας. Όπως φαίνεται στο Γράφημα 3.2, το H₂ αποτελεί τον ιδανικότερο φορέα ενέργειας, ακόμα και αν αυτό συγκριθεί με στερεά καύσιμα. Επιπλέον, το γεγονός ότι δύναται να εξαχθεί καθ' αυτό από το νερό μέσω ηλεκτρόλυσης, καθιστά το υδρογόνο μια ανανεώσιμη και ανεξάντλητη πηγή ενέργειας με μηδενικό περιβαλλοντικό αντίκτυπο.



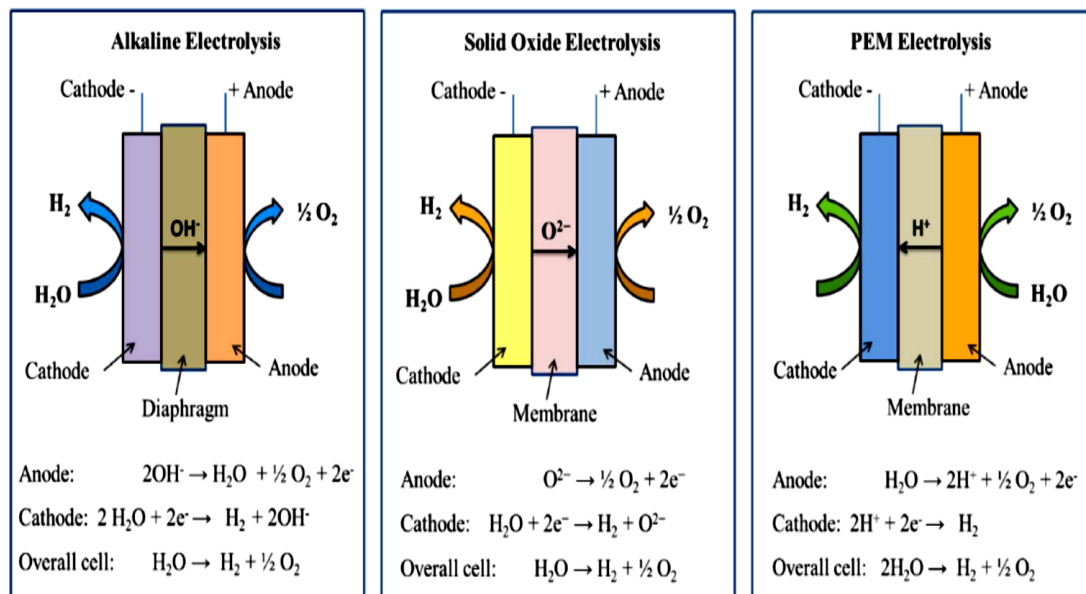
Γράφημα 3.2: Μέγεθος ειδικής ενέργειας (MJ/kg) φορέων ενέργειας που χρησιμοποιούνται στο δίκτυο [68], [69]

Σε αντίθεση με τις προαναφερθείσες μεθόδους αποθήκευσης μέσω μπαταριών, η εν λόγω τεχνολογία δεν χρησιμοποιείται για βραχυπρόθεσμη αποθήκευση (short-term storage), καθώς η μηδαμινή αυτό-αποφόρτιση της την αναδεικνύει ως επιλογή αποθήκευσης μακράς διάρκειας (long-term storage).

Αναφορικά με τον τρόπο αποθήκευσης του υδρογόνου, η συνηθέστερη λύση φαίνεται να είναι η αποθήκευση του σε πεπιεσμένες δεξαμενές, με σκοπό τον περιορισμό του όγκου του. Εντούτοις, έχουν εμφανιστεί και αποθηκεύσεις σε υπόγεια σπήλαια (salt caverns). Ο όγκος του υδρογόνου είναι αρκετά μεγάλος, καθ' ότι αποτελεί ένα πολύ ελαφρύ αέριο (μόλις 0.082 kg/m^3 [70]). Η πίεση του αερίου κυμαίνεται μεταξύ 250 και 700 bar και με αυτόν τον τρόπο επιτυγχάνεται η μείωση του χώρου, ο οποίος είναι χρειώδης για την αποθήκευση ίσου ποσού ενέργειας [71]. Η κρυογονική αποθήκευση του υδρογόνου στους $-253 \text{ }^\circ\text{C}$ αποτελεί ένα πρόσθετο τρόπο αποθήκευσης. Η μέθοδος αυτή επιφέρει σημαντικές ενεργειακές απώλειες και είναι πιο επικίνδυνη από την αποθήκευση πεπιεσμένου αέρα καταλήγοντας σε παρόμοια συμπεκνωμένη εκδοχή του H_2 .

Το υδρογόνο δε βρίσκεται ελεύθερο στη φύση, επομένως είναι απαραίτητο να εξαχθεί προτού αποθηκευτεί. Η πιο διαδεδομένη μέθοδος παραγωγής υδρογόνου είναι μέσω ενός ηλεκτρολύτη (electrolyzer – ELZ) και βασίζεται στην ηλεκτρόλυση του νερού (H_2O), κατά την οποία επέρχεται διάσπασή του σε υδρογόνο και οξυγόνο, μέσω της έκθεσης του σε συνεχές ηλεκτρικό ρεύμα. Υπάρχουν τριών ειδών ELZs που ταξινομούνται ανάλογα με τα χαρακτηριστικά και τις αντιδράσεις τους:

- Αλκαλικοί (Alkaline ELZs)
- Στερεών οξειδίων (Solid Oxide – SO ELZs)
- Μεμβράνης Ανταλλαγής Πρωτονίων (Proton Exchange Membrane – PEM ELZs)



Εικόνα 11: Βασική αρχή λειτουργίας των τριών τύπων electrolyzers [72]

Και οι τρεις τύποι ηλεκτρολυτών διασπών, με τη συμβολή ηλεκτρικού ρεύματος, το νερό σε O_2 στο ηλεκτρόδιο της ανόδου και σε H_2 στο ηλεκτρόδιο της καθόδου. Οι δύο επικρατέστερες κατηγορίες είναι η αλκαλική ηλεκτρόλυση και η PEM ηλεκτρόλυση, με την πρώτη να αποτελεί ωριμότερη και οικονομικότερη επιλογή.

Πιο συγκεκριμένα, οι alkaline ELZs λειτουργούν σε χαμηλές θερμοκρασίες (30-100 °C), όμως παρουσιάζουν χαμηλότερη πυκνότητα ρεύματος και μικρότερη ενεργειακή απόδοση. Χρησιμοποιούν, κατά βάση, ένα υδατικό διάλυμα KOH ως ηλεκτρολύτη και η ηλεκτρόλυση, σε αυτήν την περίπτωση, επιτελείται σε πιέσεις μέχρι 25 bar [73]. Η ανάπτυξη που χαίρουν έχει οδηγήσει στην ανακάλυψη και προώθηση των advanced alkaline electrolyzers, οι οποίοι μειώνουν την τάση λειτουργίας του κελιού και αυξάνουν την πυκνότητα ρεύματος σε σχέση με τους γνωστούς αλκαλικούς ELZs. Η εξέλιξη αυτή δρα καταλυτικά στη μείωση του κόστους επένδυσης και του κόστους λειτουργίας [74].

Εν συγκρίσει προς τους Solid Oxide ELZs διαθέτουν μεγαλύτερη απόδοση, λειτουργώντας σε υψηλότερες πιέσεις και θερμοκρασίες. Αποτελούν μια νέα αναπτυσσόμενη μέθοδο, η οποία οφείλει να εξελιχθεί ως προς τη σταθερότητα που προσφέρει και ως προς τη διάρκεια ζωής, στοχεύοντας στην επέκταση της εμπορικής τους χρήσης για μεγάλης κλίμακας εφαρμογές [75].

Τέλος, οι PEM ELZs διακρίνονται για τη γρήγορη απόκριση, την υψηλή ευελιξία λειτουργίας, τη μεγάλη διαπερατότητα αερίου, το πιο καθαρό παραγόμενο H_2 και τις υψηλές τιμές πίεσης και πυκνότητας ρεύματος και ισχύος που διαθέτουν [71], [72], [76]. Ο ηλεκτρολύτης σε αυτή τη διαδικασία είναι μια οργανική πολυμερική μεμβράνη, εντός της οποίας τα πρωτόνια που παράγονται στο ηλεκτρόδιο ανόδου μεταφέρονται στο ηλεκτρόδιο καθόδου. Όντας πιο δαπανηροί από τους αλκαλικούς ELZs, η ανάπτυξη των PEMELZs επικεντρώνεται στη μείωση του κόστους τους, με ταυτόχρονη διατήρηση της υψηλής τους απόδοσης.

Αφού δημιουργηθεί και αποθηκευτεί το υδρογόνο, η μετέπειτα χρήση του ορίζεται από τις υπάρχουσες ανάγκες. Υπάρχουν τρεις διαφορετικοί τρόποι να αξιοποιηθεί κανείς το H₂. Ειδικότερα:

- Έγχυση στο δίκτυο φυσικού αερίου (Natural Gas – NG)
- Μεθανοποίηση (methanation)
- Ηλεκτροπαραγωγή

Το υδρογόνο σε αέρια μορφή δύναται να διοχετευθεί απευθείας στο δίκτυο φυσικού αερίου (ΦΑ) σε ένα μέγιστο ποσοστό κοντά στο 6%. Το ποσοστό είναι μικρό για λόγους ασφαλείας και εξαιτίας των περιορισμών που θέτει η ίδια η δομή του δικτύου του NG. Ήδη στην Ευρώπη η ύπαρξη H₂ στο δίκτυο NG είναι τεκμηριωμένη και ανέρχεται σε ποσοστό 5% όγκο κατ' όγκο (V/V). Η περαιτέρω ανάπτυξη και αναβάθμιση του συνολικού δικτύου, σε συνδυασμό με την απόδοση κινήτρων προς αυτήν την κατεύθυνση, ενδέχεται να οδηγήσει σε αύξηση του ποσοστού διείσδυσης του υδρογόνου στις υποδομές ΦΑ σε 15-20%. Κάτι τέτοιο θα επέφερε μείωση των εκπομπών CO₂, διότι η παραγωγή υδρογόνου είναι μια διαδικασία φιλική προς το περιβάλλον, σε αντίθεση με την εξόρυξη φυσικού αερίου [77], [78].

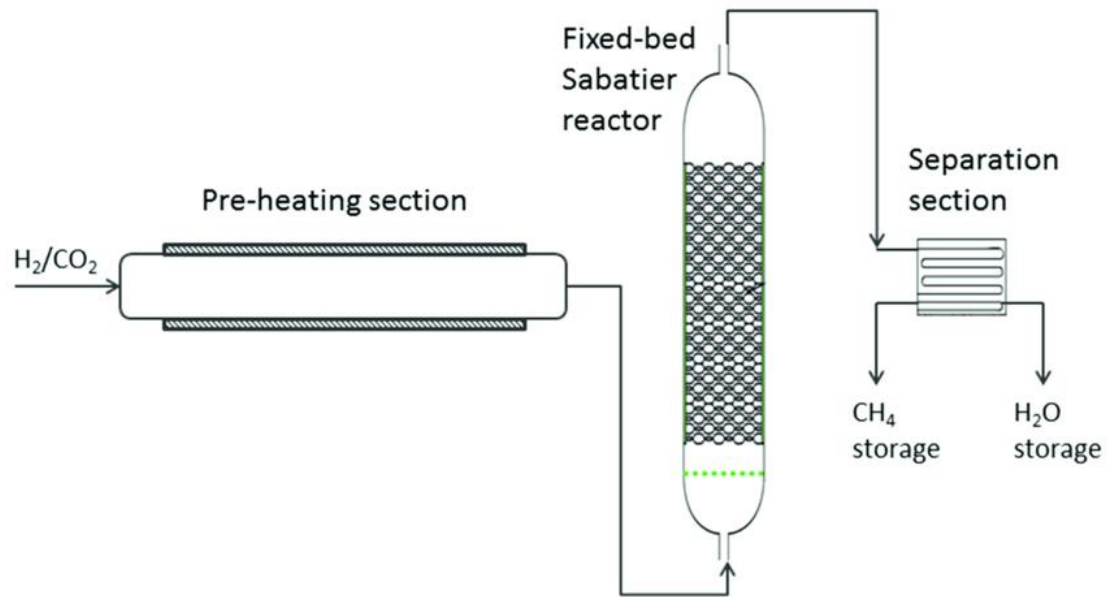
Προς αποφυγή της απευθείας χρήσης καθαρού υδρογόνου επιλέγεται η πρότερη μετατροπή του σε μεθάνιο, το οποίο μπορεί να εισαχθεί στο δίκτυο φυσικού αερίου χωρίς περιορισμούς. Προκειμένου να συμβεί αυτό, το H₂ υπόκειται μια διαδικασία που ονομάζεται μεθανοποίηση (methanation) και συμπεριλαμβάνει την αντίδραση του με διοξείδιο του άνθρακα (CO₂).



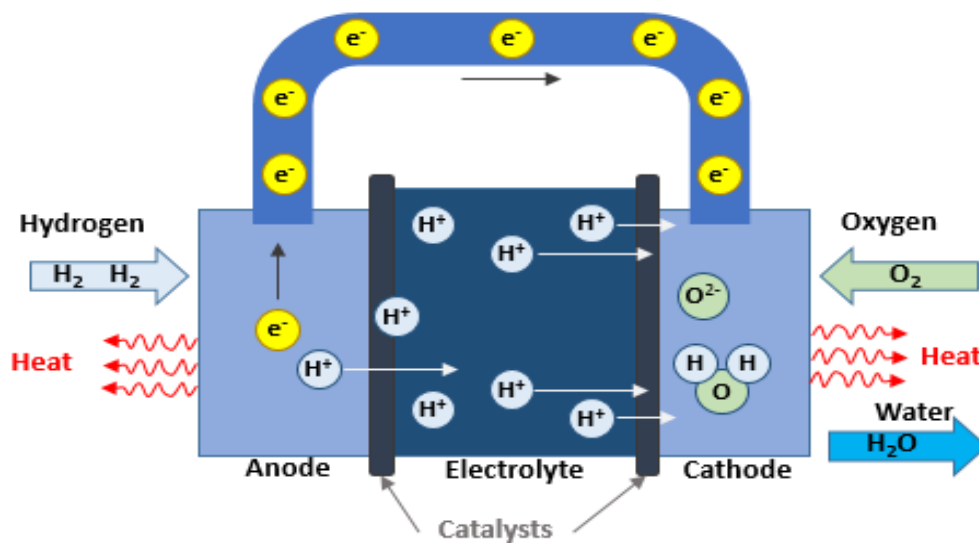
Η διαδικασία είναι εξωθερμική και λαμβάνει χώρα σε ένα σύστημα, το οποίο περιέχει μια προθερμαντική φάση, έναν αντιδραστήρα Sabatier και έναν διαχωριστή. Συνεπώς, η θερμοκρασία που αναπτύσσεται είναι πολύ υψηλή, της τάξεως των 250-400 °C [79]. Οι δυσκολίες που εμφανίζονται στην παραπάνω αντίδραση οφείλονται στην κοστοβόρα δέσμευση CO₂ από την ατμόσφαιρα. Ωστόσο, με τη μείωση του συγκεκριμένου κόστους είναι δεδομένο ότι το methanation θα αναπτυχθεί περαιτέρω.

Τέλος, το υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί και ως καύσιμο σε μηχανές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η ηλεκτροχημική συσκευή, που τροφοδοτείται με H₂ και καταλήγει στην παραγωγή ενέργειας, ονομάζεται στοιχείο ή κυψέλη καυσίμου (fuel cells – FCs). Η διαδικασία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που συντελείται, δε συμπεριλαμβάνει ενδιάμεσα στάδια μετατροπής της χημικής ενέργειας σε ηλεκτρική, αλλά πραγματοποιείται άμεσα παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το υδρογόνο. Η αρχή λειτουργίας των FCs έγκειται στη χρήση του H₂ στην άνοδο και του O₂ στην κάθοδο, παράγοντας, έτσι, ηλεκτρική ενέργεια, θερμότητα και νερό (σε υγρή μορφή ή σε μορφή υδρατμών). Στην άνοδο το αέριο H₂ ιονίζεται σε θετικά φορτισμένα ιόντα H⁺ και αρνητικά φορτισμένα ηλεκτρόνια e⁻. Οι μεταλλικές πλάκες των ηλεκτροδίων της ανόδου και της καθόδου διαχωρίζονται από ηλεκτρολυτικό υλικό, το

οποίο και διαφοροποιείται ανά τεχνολογία FC και λειτουργεί ως το μεταφορικό μέσω των προαναφερθέντων ιόντων [80].



Εικόνα 12: Διαδικασία μεθανοποίησης [79]

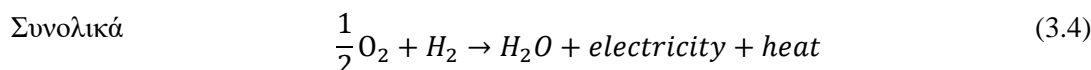
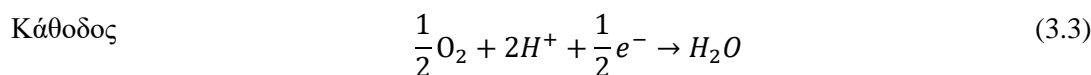
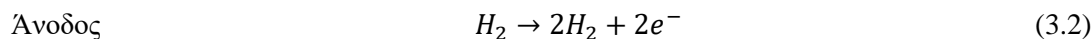


Εικόνα 13: Αρχή λειτουργίας κυψελών καυσίμου (FCs) [81]

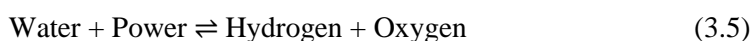
Όπως στους ELZs, έτσι και στις κυψέλες καυσίμου υπάρχουν διαφορετικοί τύποι ανάλογα με τα υλικά που χρησιμοποιούνται και τη διαδικασία που διενεργείται. Ωστόσο, στην περίπτωση των FCs η χρήση πολυμερούς μεμβράνης (PEM) με μια λωρίδα πλατίνας ως καταλύτη είναι η επικρατέστερη και η μοναδική που παρουσιάζει εμπορική χρήση. Τα alkaline fuel cells (AFCs) και τα solid oxide fuel cells (SOFCs) έχουν μεν αναπτυχθεί επαρκώς, αλλά επιλέγονται σπανίως εξαιτίας της υπεροχής των PEMFCs σε τομείς όπως η απόδοση, η ταχύτητα απόκρισης, η διάρκεια ζωής και η υψηλότερη πυκνότητα ισχύος. Στα πλεονεκτήματα των PEMFCs κρίνεται αναγκαίο να συμπεριληφθούν οι γρήγορες εκκινήσεις και οι χαμηλές

θερμοκρασίες λειτουργίας (50-100 °C), σε αντίθεση με τους SOFCs που λειτουργούν σε θερμοκρασίας κοντά στους 700-1000 °C [82].

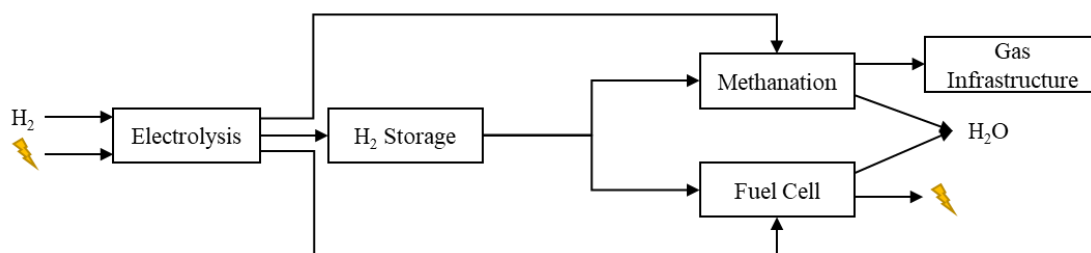
Η χημική λειτουργία των PEMFCs είναι η αντίστροφη της αντίστοιχης λειτουργίας των PEMELZs. Με άλλα λόγια ισχύει:



Το γεγονός ότι η παραπάνω αντίδραση είναι η αντίστροφη της αντίδρασης ηλεκτρόλυσης είναι κάτι αναμενόμενο αφού γενικά ισχύει:



Συνοψίζοντας, το υδρογόνο αποτελεί μια ανανεώσιμη, καθαρή και πολλά υποσχόμενη αποθηκευτική τεχνολογία για την επίτευξη των μελλοντικών στόχων απανθρακοποίησης. Παρά τη ραγδαία ανάπτυξη των επιμέρους τεχνολογιών που απαιτούνται για να δημιουργηθεί το ενιαίο σύστημα του Power-to-Gas (P2G), είναι εμφανές ότι για να εξελιχθεί το P2H (Power-to-Hydrogen) ως σύστημα μαζικής αποθήκευσης ενέργειας θα πρέπει να ακολουθήσουν και επιπλέον ενέργειες. Οι ενέργειες αφορούν κυρίως την περαιτέρω βελτίωση των επιμέρους στοιχείων του συστήματος, αλλά και την ανάπτυξη του δικτύου φυσικού αέριου με σκοπό την ομαλή ένταξη του υδρογόνου σε αυτό. Στην Εικόνα 14 γίνεται σαφές ότι η συνεργασία μεταξύ P2G και ΦΑ αποτελεί αναπόσπαστο κομμάτι της έρευνας που γίνεται πάνω στο ευρύτερο θέμα της ενεργειακής αξιοποίησης του H₂.



Εικόνα 14: Πιθανή δομή συστήματος Power-to-Hydrogen

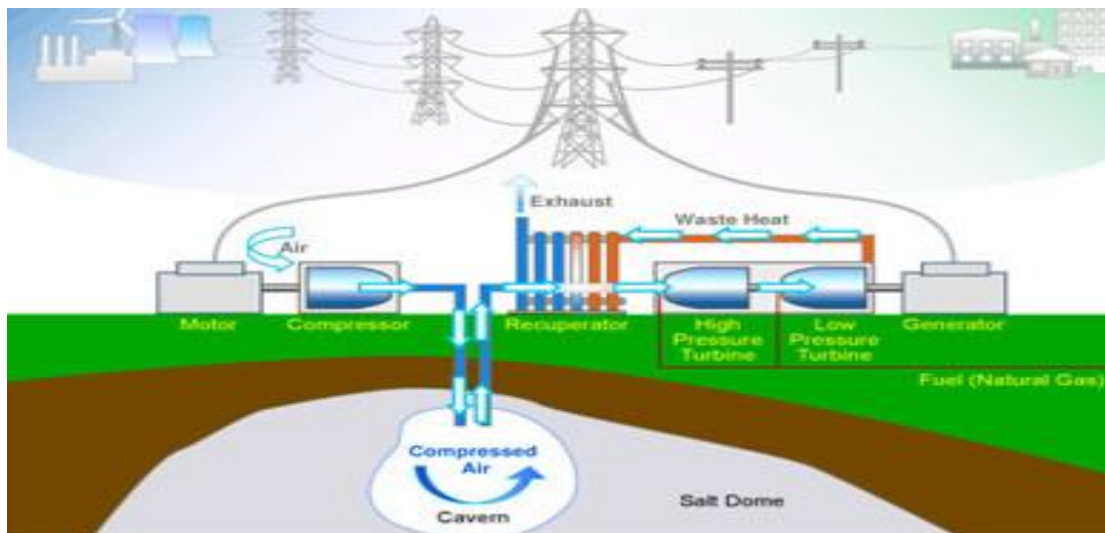
3.4 Μηχανική Αποθήκευση

Ο σημαντικότερος και πιο διαδεδομένος τρόπος μηχανικής αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας είναι η αντλησιοταμίευση, η οποία αναλύεται περαιτέρω στο κεφάλαιο 2.3. Συνοπτικά, η αρχή λειτουργίας της είναι η μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε δυναμική ενέργεια νερού, μέσω της μεταφοράς αυτού από ένα σημείο αναφοράς σε ένα ανώτερο. Ωστόσο, η αντλησιοταμίευση δεν αποτελεί τη μοναδική μηχανική μέθοδο αποθήκευσης. Τις τελευταίες δεκαετίες έχουν αναπτυχθεί αρκετά και άλλες δύο. Πιο συγκεκριμένα, οι εξής:

- Αποθήκευση ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα (Compressed Air Energy Storage – CAES)
- Αποθήκευση ενέργειας σε σφονδύλους (Flywheels)

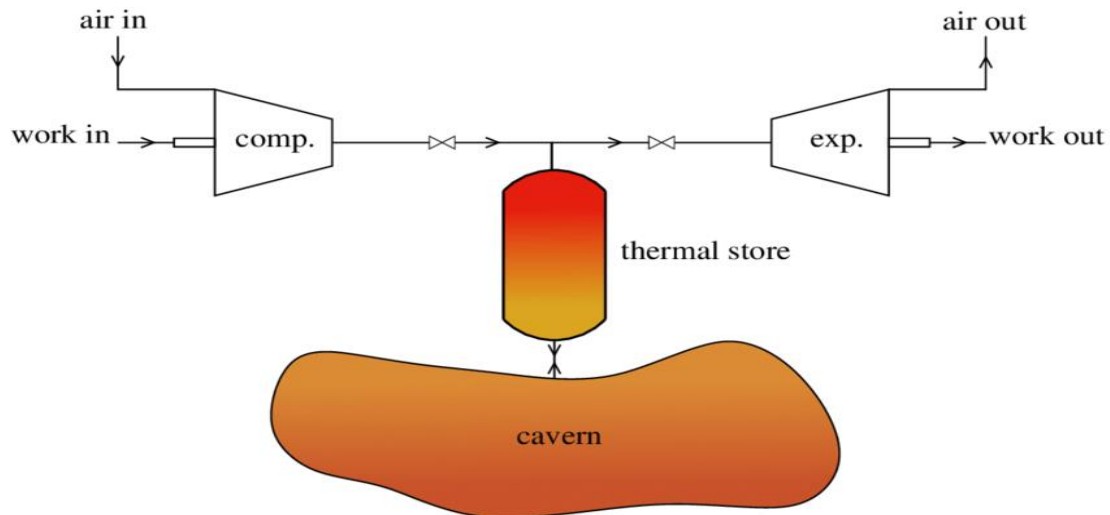
3.4.1 Αποθήκευση ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα (CAES)

Όσον αφορά την αποθήκευση με συμπιεσμένο αέρα, είναι εύκολο να αντιληφθεί κανείς την απλότητα που παρουσιάζει στη λειτουργία της. Με λίγα λόγια, η ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται για τη συμπίεση αερίου, το οποίο αποθηκεύεται, υπό υψηλή πίεση, σε υπόγεια δεξαμενή και, έπειτα, θερμαίνεται και απελευθερώνεται, τροφοδοτώντας αεριοστρόβιλους ή ατμοστρόβιλους προς παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Μολαταύτα, η τελευταία διαδικασία απαιτεί καύσιμο, επομένως επέρχεται και εκπομπή ρύπων, στους συμβατικούς σταθμούς αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα, κάτι το οποίο τους καθιστά λιγότερο ελκυστικούς.



Εικόνα 15: Διάταξη αποθηκευτικού σταθμού συμπιεσμένου αέρα (CAES) [83]

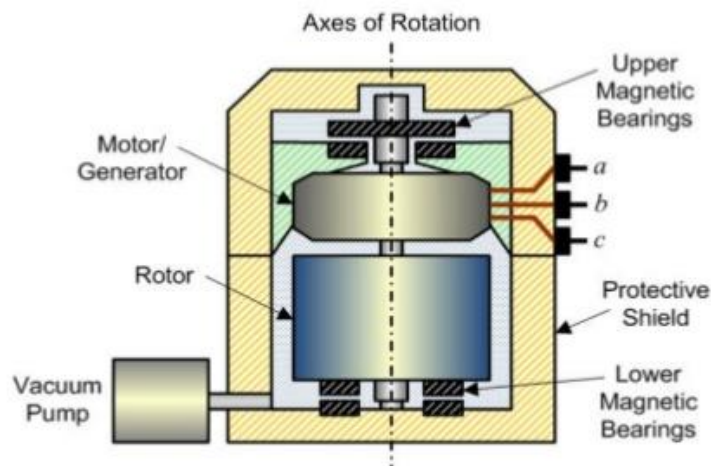
Είναι χαρακτηριστικό ότι, εξαιτίας των αυξημένων εκπομπών, κυρίως, λειτουργούν λίγοι μόνο σταθμοί CAES μεγάλης κλίμακας σε παγκόσμιο επίπεδο [84]. Η εξελιγμένη εκδοχή, όμως, των σταθμών αυτών, που ονομάζονται αδιαβατικοί σταθμοί συμπιεσμένου αέρα (AA-CAES), αποτελούν την ελπιδοφόρα τεχνολογία που στοχεύει να εφαρμοστεί σε μεγάλη έκταση για εμπορικό σκοπό. Οι AA-CAES, κατά τη λειτουργία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αντλούν θερμότητα από μια αποθήκη θερμικής ενέργειας, η οποία δεσμεύει τη θερμική ενέργεια που εκλύεται κατά τη συμπίεση. Επομένως, η προηγμένη μορφή των σταθμών συμπιεσμένου αέρα χαρακτηρίζεται από κατά πολύ μειωμένες εκπομπές ρύπων, υποθέτοντας, βέβαια, ότι κατά τη συμπίεση, αποθηκεύεται ενέργεια παραγόμενη από ανανεώσιμες πηγές [85]. Η απόδοση του παραπάνω συστήματος ξεπερνάει το 70%, με διάφορες έρευνες να επιζητούν την επιπλέον αύξηση αυτής, αλλά και στην εύρεση παραλλαγών της CAES αποθήκης. Χαρακτηριστικά παραδείγματα των διαφορετικών συστημάτων που εξετάζονται είναι η Liquid Air Energy Storage (LAES) και η Supercritical Compressed Air Energy Storage (SC-CAES) [86].



Εικόνα 16: Διάταξη αδιαβατικού αποθηκευτικού σταθμού συμπιεσμένου αέρα (AA-CAES) [87]

3.4.2 Αποθήκευση ενέργειας σε σφονδύλους (Flywheels – FES)

Σε ένα σύστημα αποθήκευσης με σφονδύλους η ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται σε κινητική ενέργεια ενός περιστρεφόμενου δρομέα και αποθηκεύεται υπό αυτή τη μορφή. Ουσιαστικά, το σύστημα αποτελείται από μια ηλεκτρική μηχανή (Motor/Generator) και το δρομέα (Rotor), οι οποίοι περιβάλλονται από κενό, δημιουργημένο μέσω μιας αντλίας αέρα (Vacuum Pump), προκειμένου να ελαχιστοποιηθούν οι απώλειες κατά τη διάρκεια της περιστροφής.



Εικόνα 17: Δομή συστήματος αποθήκευσης σε σφονδύλους [88]

Στην περίπτωση ύπαρξης περίσσειας ενέργειας που επιλέγεται να αποθηκευτεί, η ηλεκτρική μηχανή λειτουργεί ως κινητήρας και περιστρέφει το δρομέα. Κατά την εκφόρτιση, η ηλεκτρική μηχανή λειτουργεί ως γεννήτρια και η κινητική ενέργεια στο δρομέα καταλήγει στην παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος στα άκρα της μηχανής.

Το ύψιστο πλεονέκτημα της συγκεκριμένης τεχνολογίας είναι η ταχεία απόκριση στις απαιτήσεις του συστήματος. Εντούτοις, χαρακτηριστικά όπως η υψηλή ενεργειακή απόδοση (90-95%), η μεγάλη διάρκεια ζωής και οι μηδενικές επιπτώσεις στο περιβάλλον προστίθενται

στα θετικά της. Από την άλλη, είναι εύλογο το γεγονός ότι η ισχύς που μπορεί να αποδοθεί είναι υψηλή, αλλά η ενεργειακή χωρητικότητα των εν λόγω αποθηκών είναι σχετικά μικρή. Συνοψίζοντας, με βάση τα παραπάνω δεδομένα, φαίνεται ότι η FES είναι ιδανική για εφαρμογές που απαιτούν μικρής διάρκειας αποθηκεύσεις, όπως UPS συστήματα και διάφορες στρατιωτικές εφαρμογές [61], [89], [90].

Συνοψίζοντας, όλες οι παραπάνω τεχνολογίες αποθήκευσης έχουν παίξει σημαντικό ρόλο στην ανάπτυξη του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και αποτελούν τις πρώτες επιλογές αναφορικά με την αποθήκευση αυτής. Η έρευνα πάνω στο συγκεκριμένο τομέα έχει αναδείξει και άλλες μορφές αποθήκευσης που δύναται να εξελιχθούν σε ιδιαίτερα χρήσιμες αναφορικά με την επίτευξη των στόχων απανθρακοποίησης και διεύθυνσης ΑΠΕ. Χαρακτηριστικά, μερικές από αυτές είναι οι εξής:

- Θερμική μέθοδος αποθήκευσης, μέσω άντλησης θερμότητας αέρα (Compressed Heat Energy Storage)
- Θερμική μέθοδος αποθήκευσης, μέσω εκμετάλλευσης του φαινομένου Joule (Power-to-Heat-to-Power – P2H2P)
- Αποθήκευση μέσω υγροποίησης του διοξειδίου του άνθρακα (Liquid Carbon Dioxide)

Μολαταύτα, οι προαναφερθείσες τεχνολογίες βρίσκονται στα αρχικά στάδια ανάπτυξης και δεν είναι ακόμα αρκετά ώριμες ώστε να χρησιμοποιηθούν για εμπορική χρήση [43].

4

Κατάστρωση Προβλήματος

Το μοντέλο που υλοποιήθηκε για την παρούσα διπλωματική, αφορά την επίλυση ενός προβλήματος βελτιστοποίησης γραμμικού προγραμματισμού (Linear Programming – LP). Ο γραμμικός προγραμματισμός αποτελεί μια μέθοδο εύρεσης της βέλτιστης δυνατής λύσης, η οποία μεγιστοποιεί ή ελαχιστοποιεί μια μαθηματική έκφραση (συνάρτηση βελτιστοποίησης), λαμβάνοντας υπόψη ένα σύνολο εξισώσεων. Το σύνολο εξισώσεων είναι οι περιορισμοί που θέτονται στις μεταβλητές της έκφρασης αυτής και ορίζουν το εύρος στο οποίο αυτές μπορούν να κινηθούν. Τόσο η συνάρτηση βελτιστοποίησης, όσο και οι περιορισμοί είναι γραμμικής μορφής.

Το πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού που δημιουργήθηκε, επιλύεται μέσω του προγράμματος GAMS και, συγκεκριμένα, με τη χρήση του επιλύτη CPLEX. Τα δεδομένα του προβλήματος εισάγονται σε αυτό μέσω του Microsoft Excel, ενώ η εξαγωγή των αποτελεσμάτων πραγματοποιείται στο περιβάλλον του MATLAB.

4.1 Εξισώσεις επίλυσης προβλήματος

4.1.1 Αντικειμενική συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση που ελαχιστοποιείται στο παρόν μοντέλο χωρίζεται σε τρία σκέλη. Πιο συγκεκριμένα, το συνολικό κόστους του συστήματος, που επιχειρείται να γίνει όσο το δυνατόν μικρότερο, αποτελείται από το μεταβλητό, το σταθερό και το λογιστικό κόστος.

Στο μεταβλητό κόστος συμπεριλαμβάνονται οι δαπάνες που προέρχονται από όλες τις μονάδες παραγωγής της χώρας, καθώς και από τις διασυνδέσεις με τις γειτονικές της χώρες. Στο σταθερό κόστος συμπεριλαμβάνονται τα κόστη εγκατάστασης και συντήρησης των νέων αποθηκευτικών σταθμών και μονάδων παραγωγής στο σύστημα. Τέλος, το λογιστικό κόστος του συστήματος αποτελεί τις δαπάνες στην αντικειμενική συνάρτηση που σχετίζονται με την ομαλή λειτουργία του συστήματος, αλλά δεν υφίστανται στην πραγματικότητα. Δηλαδή, τα κόστη εκείνα που χρησιμοποιούνται αποκλειστικά στον αλγόριθμο για τη διασφάλιση της εύρυθμης επίλυσης του προβλήματος. Τα παραπάνω κόστη ορίζονται ως εξής:

$$\begin{aligned} \text{Variable}_{\text{cost}} = & \sum_{t,u} (x_u(t) \cdot c_u) + \sum_t (y(t) \cdot c_y + v(t) \cdot c_v + \text{res}(t) \cdot c_{\text{res}}) \\ & + \sum_{h,t} ((\text{gen}_h(t) + \text{mandatory}_h(t)) \cdot c_{\text{hydro}}) \\ & + \sum_{j,b,t} (\text{imports}_{j,b}(t) \cdot c_{\text{imp}_{j,b}} - \text{exports}_{j,b}(t) \cdot c_{\text{exp}_{j,b}}) \end{aligned} \quad (4.1)$$

$$\begin{aligned} \text{Stable}_{\text{cost}} = & \frac{N_{\text{solar}} \cdot (c_{\text{solar}} + c_{\text{fix}_{\text{solar}}}) + N_{\text{wind}} \cdot (c_{\text{wind}} + c_{\text{fix}_{\text{wind}}}) + N_{\text{wind}_{\text{off}}} \cdot (c_{\text{wind}_{\text{off}}} + c_{\text{fix}_{\text{wind}_{\text{off}}})}{1} \\ & + N_{\text{conv}} \cdot (c_{\text{conv}} + c_{\text{fix}_{\text{conv}}}) + N_{\text{conv}_{\text{ccs}}} \cdot (c_{\text{conv}_{\text{ccs}}} + c_{\text{fix}_{\text{conv}_{\text{ccs}}}) \\ & + \sum_{\text{sto}} (N_{\text{P}_{\text{sto}}} \cdot (c_{\text{P}_{\text{sto}}} + c_{\text{fix}_{\text{P}_{\text{sto}}}) + N_{\text{E}_{\text{sto}}} \cdot (c_{\text{E}_{\text{sto}}} + c_{\text{fix}_{\text{E}_{\text{sto}}})) \end{aligned} \quad (4.2)$$

$$\text{Logistic}_{\text{cost}} = \sum_{\text{sto},t} \text{discharge}_{\text{sto}}(t) \cdot c_{\text{dis}} + \sum_t (\text{sl}_{\text{mand}}(t) \cdot c^{\text{mand}} + \text{sl}_{\text{ovrfl}}(t) \cdot c^{\text{ovrfl}} + \text{sl}_r(t) \cdot c_r) \quad (4.3)$$

$$\text{Obj}_{\text{function}} = \min(\text{Stable}_{\text{cost}}(t) + \text{Variable}_{\text{cost}}(t) + \text{Logistic}_{\text{cost}}(t)) \quad (4.4)$$

Όπου $x_u(t)$, $y(t)$, $v(t)$ συμβολίζονται κατά σειρά: η παραγωγή ενέργειας ανά ώρα t από κάθε υφιστάμενη συμβατική μονάδα u , η αντίστοιχη παραγωγή από κάθε νέα συμβατική μονάδα και η παραγωγή από κάθε νέα συμβατική μονάδα με ενσωματωμένο σύστημα αιχμαλώτισης και αποθήκευσης άνθρακα (CCS), όλες σε MWh. Το $\text{res}(t)$ συμβολίζει την τελική ενέργεια (MWh) που εγχέεται στο σύστημα και προέρχεται αποκλειστικά από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Ως $\text{gen}_h(t)$ και $\text{mandatory}_h(t)$ εννοείται η παραγωγή ενέργειας (MWh) ανά ώρα από κάθε ΥΗΣ h και η παραγωγή ενέργειας που προέρχεται από τα υποχρεωτικά νερά κάθε ΥΗΣ. Στη συνέχεια, ως $\text{imports}_{j,b}(t)$ και $\text{exports}_{j,b}(t)$ συμβολίζεται η ενέργεια (MWh) που εισάγεται και εξάγεται κάθε ώρα, από και προς τη χώρα j , στο block b .

Όλες οι μεταβλητές που συμβολίζονται με το γράμμα N αντιστοιχούν στη νέα εγκατεστημένη ισχύ (MW) της εκάστοτε τεχνολογίας που βρίσκεται στο δείκτη. Με c συμβολίζονται όλα τα κόστη (€/MW) κάθε μεταβλητής. Ταυτόχρονα, με c_{fix} συμβολίζονται τα λειτουργικά (O&M) κόστη των νέων μονάδων που εγκαθίστανται στο σύστημα. Οι μεταβλητές sl συμβολίζουν τις slack μεταβλητές του προβλήματος, οι οποίες είναι βοηθητικές ως προς την αποφυγή

προβλημάτων στην επίλυση. Τέλος, η μεταβλητή $discharge_{sto}(t)$ ορίζει την εκφόρτιση ενέργειας (MWh) της αποθηκευτικής τεχνολογίας στο κατά την ώρα t .

Αναφορικά με τους δείκτες των παραπάνω μεταβλητών, είναι προφανής η μετάφραση των δεικτών $solar$, $wind$, $conv$ και $conv_{ccs}$ ως Φ/Β, Α/Π, συμβατικές μονάδες ΦΑ και συμβατικές μονάδες ΦΑ με CCS τεχνολογία. Εκτός των προαναφερθέντων, εμφανίζεται και ο δείκτης r που συμβολίζει τους διάφορους τύπους εφεδρείας του συστήματος, όπως και οι δείκτες P και E που συμβολίζουν, αντίστοιχα, την ισχύ (MW) και την ενέργεια (MWh) των αποθηκευτικών μονάδων που εγκαθίστανται στο σύστημα. Τέλος, οι δείκτες $mand$ και $onrfl$ συμβολίζουν την υποχρεωτική παραγωγή και την ποσότητα που ενδέχεται να διαφύγει από έναν ταμιευτήρα εξαιτίας της υπερχείλισης αυτού, αντίστοιχα.

4.1.2 Εξισώσεις ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ

Η πλέον σημαντική εξίσωση για το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας είναι εκείνη της πλήρους κάλυψης της ζήτησης:

$$\begin{aligned} \sum_u x_u(t) + v(t) + y(t) + res(t) + \sum_h (gen_h(t) + mandatory_h(t)) + \sum_{j,b} import_{j,b}(t) \\ + \sum_{sto} discharge_{sto}(t) = demand(t) + \sum_h pumped_h(t) + \sum_{j,b} export_{j,b}(t) \quad \forall t \quad (4.5) \\ + \sum_{sto} charge_{sto}(t) \end{aligned}$$

όπου $pumped_h(t)$ είναι η ενέργεια (MWh) που αντλείται προς τον ταμιευτήρα h , από τον κατώτερο του ταμιευτήρα, $charge_{sto}(t)$ συμβολίζεται η φόρτιση (MWh) της τεχνολογίας αποθήκευσης στο ανά ώρα και $demand(t)$ είναι η ζήτηση φορτίου (MWh). Αναφορικά με την παραγωγή των ΑΠΕ ισχύει:

$$res(t) \leq N_{solar} \cdot solar(t) + N_{wind}^{on} \cdot wind(t) + N_{wind}^{off} \cdot wind_{off}(t) + Other_{res}(t) \quad \forall t \quad (4.6)$$

Με $solar(t)$, $wind(t)$, $wind_{off}(t)$ συμβολίζονται οι χρονοσειρές διαθέσιμης ισχύος των εν λόγω τεχνολογιών ΑΠΕ, ενώ $Other_{res}(t)$ είναι η χρονοσειρά παραγωγής από ΑΠΕ που δε συμπεριλαμβάνονται στις τρεις παραπάνω ευρύτερες κατηγορίες. Ουσιαστικά, η εξίσωση (4.6) ορίζει, στο δεξί της σκέλος, τη μέγιστη δυνατή παραγωγή ΑΠΕ, βάσει της διαθεσιμότητας κάθε τεχνολογίας.

4.1.3 Εξισώσεις παραγωγής συμβατικών μονάδων

Οι συμβατικές μονάδες εμφανίζουν μέγιστη παραγωγή λόγω των τεχνικών χαρακτηριστικών τους, τα οποία περιορίζουν και τη συνεισφορά τους στις εφεδρείες. Πιο συγκεκριμένα:

$$x_u(t) + \sum_{r^+} \text{reserve}_{u,r}(t) \leq \text{maximum}_u \quad \forall u,t \quad (4.7)$$

$$x_u(t) - \sum_{r^-} \text{reserve}_{u,r}(t) \geq 0 \quad \forall u,t \quad (4.8)$$

$$y(t) + \sum_{r^+} \text{reserve}_r^{\text{conv}}(t) \leq N_{\text{conv}} \quad \forall t \quad (4.9)$$

$$y(t) - \sum_{r^-} \text{reserve}_r^{\text{conv}}(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (4.10)$$

$$v(t) + \sum_{r^+} \text{reserve}_r^{\text{convCCS}}(t) \leq N_{\text{convCCS}} \quad \forall t \quad (4.11)$$

$$v(t) - \sum_{r^-} \text{reserve}_r^{\text{convCCS}}(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (4.12)$$

Η μεταβλητή *reserve* συμβολίζει την ενέργεια (MWh) που προσφέρεται για συμμετοχή σε εφεδρείες από την εκάστοτε τεχνολογία. Η μεταβλητή αυτή εμφανίζεται σε απόδοση εφεδρειών από τις υφιστάμενες συμβατικές μονάδες ($\text{reserve}_{u,r}(t)$), από νέες συμβατικές μονάδες ($\text{reserve}_r^{\text{conv}}(t)$) και από νέες συμβατικές μονάδες με ενσωματωμένο σύστημα CCS ($\text{reserve}_r^{\text{convCCS}}(t)$). Επιπλέον, οι τελεστές “+” και “-” που συνοδεύουν το δείκτη *r*, υποδηλώνουν τις θετικές, ή άνω, και τις αρνητικές, ή κάτω, εφεδρείες αντίστοιχα. Τέλος, η παράμετρος maximum_u συμβολίζει τη μέγιστη δυνατή παραγόμενη ισχύ από κάθε συμβατική μονάδα *u*.

Όπως είναι εμφανές, κάθε μονάδα μπορεί να προσφέρει άνω εφεδρείες, δηλαδή επιπλέον παραγωγή όποτε απαιτείται, σε ένα εύρος που εκτείνεται από τη στιγμιαία παραγωγή της, έως το τεχνικό της μέγιστο. Οι κάτω εφεδρείες, που μεταφράζονται ως η δυνατότητα μείωσης της παραγόμενης ενέργειας, είναι εύλογα περιορισμένες από τη στιγμιαία παραγωγή κάθε μονάδας.

4.1.4 Εξισώσεις Διασυνδέσεων

Η διακίνηση ισχύος από και προς τις γειτονικές χώρες της Ελλάδας περιορίζεται μόνο από τη μέγιστη δυνατή ισχύ που μπορεί να μεταφερθεί στις ηλεκτρικές γραμμές που συνδέουν τις χώρες μεταξύ τους. Επομένως, οι εξισώσεις που αφορούν τις διασυνδέσεις έχουν ως εξής:

$$\text{import}_{j,b}(t) \leq \text{import}_{j,b}^{\text{maximum}}(t) \quad \forall j,b,t \quad (4.13)$$

$$\text{export}_{j,b}(t) \leq \text{export}_{j,b}^{\text{maximum}}(t) \quad \forall j,b,t \quad (4.14)$$

4.1.5 Εξισώσεις Αποθηκευτικών Τεχνολογιών

Στην περίπτωση της αποθήκευσης, κάθε τεχνολογία λειτουργεί με διαφορετικό τρόπο. Επομένως, οφείλει να εξεταστεί ξεχωριστά, όπως και γίνεται. Ωστόσο, η εξίσωση διατήρησης του ισοζυγίου αποθηκευμένης ενέργειας είναι κοινή.

$$\text{SoC}_{\text{sto}}(t) = \text{SoC}_{\text{sto}}^{\text{initial}} \cdot N_{\text{E}_{\text{sto}}} + n_{\text{sto}}(\%) \cdot \text{charge}_{\text{sto}}(t) - \frac{\text{discharge}_{\text{sto}}(t)}{n_{\text{sto}}(\%)} \quad t=1 \quad (4.15)$$

$$\text{SoC}_{\text{sto}}(t) = \text{SoC}_{\text{sto}}(t-1) + n_{\text{sto}}(\%) \cdot \text{charge}_{\text{sto}}(t) - \frac{\text{discharge}_{\text{sto}}(t)}{n_{\text{sto}}(\%)} \quad \forall t \quad (4.16)$$

Όπου $\text{SoC}_{\text{sto}}(t)$ είναι το State-of-Charge, δηλαδή η χωρητικότητα κάθε μίας τεχνολογίας αποθήκευσης στο την ώρα t . Επίσης, ως $\text{SoC}_{\text{sto}}^{\text{initial}}$ συμβολίζεται η χωρητικότητα στην αρχή του έτους που μελετάται, και ορίζεται ως ποσοστό της μέγιστης δυνατής χωρητικότητας $N_{\text{E}_{\text{sto}}}$. Τέλος, $n_{\text{sto}}(\%)$ είναι η απόδοση πλήρους κύκλου (round-trip efficiency) ανά τεχνολογία.

Εκτός των παραπάνω, παρόμοιες για όλες τις τεχνολογίες είναι και οι εξισώσεις για τη μέγιστη και την ελάχιστη δυνατή χωρητικότητα. Είναι γεγονός, όμως, ότι στις μπαταρίες ιόντων λιθίου αποφεύγεται η υπερφόρτιση και η υπερεκφόρτιση για λόγους ασφαλείας. Συνεπώς, η λειτουργία τους περιορίζεται στο εύρος 10%-90% της χωρητικότητας τους (εξισώσεις (4.18), (4.20)).

$$\text{SoC}_{\text{sto}}(t) \leq N_{\text{E}_{\text{sto}}} - n_{\text{sto}} \cdot \sum_r \text{reserve}_{\text{sto},r}(t) \cdot \Delta T_r \quad \forall t \quad (4.17)$$

$$\text{SoC}_{\text{Li-Ion}}(t) \leq 90\% \cdot N_{\text{E}_{\text{Li-Ion}}} - n_{\text{Li-Ion}} \cdot \sum_r \text{reserve}_{\text{Li-Ion},r}(t) \cdot \Delta T_r \quad \forall t \quad (4.18)$$

$$\text{SoC}_{\text{sto}}(t) \geq \frac{\sum_{r^+} \text{reserve}_{\text{sto},r}(t) \cdot \Delta T_r}{n_{\text{sto}}} \quad \forall t \quad (4.19)$$

$$\text{SoC}_{\text{Li-Ion}}(t) \geq 10\% \cdot N_{\text{E}_{\text{Li-Ion}}} + \frac{\sum_{r^+} \text{reserve}_{\text{Li-Ion},r}(t) \cdot \Delta T_r}{n_{\text{Li-Ion}}} \quad \forall t \quad (4.20)$$

Όπου $\text{reserve}_{\text{sto},r}(t)$ συμβολίζεται η ενέργεια (MWh) που αποδίδεται προς κάλυψη εφεδρειών και προέρχεται από τις αποθηκευτικές τεχνολογίες, ενώ ΔT_r είναι οι απαιτούμενοι χρόνοι διατήρησης των εφεδρειών αυτών. Οι παραπάνω εξισώσεις εξασφαλίζουν την ύπαρξη επαρκούς ενέργειας στο αποθηκευτικό μέσο, σε περίπτωση που απαιτηθεί συνεισφορά του

στην αγορά εφεδρειών [21]. Τέλος, οι προαναφερθείσες εφεδρείες περιορίζονται και από την ισχύ που εγκαθίσταται σε κάθε τεχνολογία ως εξής:

$$\text{discharge}_{\text{Li-Ion}}(t) + \sum_{r^+} \text{reserve}_{\text{Li-Ion},r}(t) \leq N_{\text{P}_{\text{Li-Ion}}} + \text{charge}_{\text{Li-Ion}}(t) \quad \forall t \quad (4.21)$$

$$\text{charge}_{\text{Li-Ion}}(t) + \sum_r \text{reserve}_{\text{Li-Ion},r}(t) \leq N_{\text{P}_{\text{Li-Ion}}} + \text{discharge}_{\text{Li-Ion}}(t) \quad \forall t \quad (4.22)$$

$$\text{discharge}_{\text{P}_{2\text{G}}}(t) + \sum_{r^+} \text{reserve}_{\text{P}_{2\text{G}},r}(t) \leq N_{\text{P}_{2\text{G}}} \quad \forall t \quad (4.23)$$

$$\text{charge}_{\text{P}_{2\text{G}}}(t) + \sum_r \text{reserve}_{\text{P}_{2\text{G}},r}(t) \leq N_{\text{P}_{2\text{G}}} \quad \forall t \quad (4.24)$$

$$\text{discharge}_{\text{PHS}}(t) + \sum_{r^+} \text{reserve}_{\text{PHS},r}(t) \leq N_{\text{P}_{\text{PHS}}} \quad \forall t \quad (4.25)$$

$$\text{discharge}_{\text{PHS}}(t) - \sum_r \text{reserve}_{\text{PHS},r}(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (4.26)$$

Όπως φαίνεται, για κάθε μία από τις τρεις τεχνολογίες που εξετάζονται, λαμβάνεται υπόψη η συνεισφορά τους στις εφεδρείες με διαφορετικό τρόπο. Πιο συγκεκριμένα, οι Li-Ion μπαταρίες (εξισώσεις (4.21), (4.22)) θεωρούνται αρκετά ταχείες, ώστε να έχουν τη δυνατότητα ακαριαίας μεταβολής τους από κατάσταση πλήρους εκφόρτισης σε κατάσταση πλήρους φόρτισης [91]. Για αυτό το λόγο, λοιπόν, οι εφεδρείες που μπορούν να αποδώσουν εκτείνονται συνολικά σε ένα εύρος από $[0, 2 \cdot N_{\text{P}_{\text{Li-Ion}}}]$. Για παράδειγμα, σε μια πιθανή κατάσταση μέγιστης απορρόφησης ($\text{charge}_{\text{Li-Ion}}(t) = N_{\text{P}_{\text{Li-Ion}}}$) μια μπαταρία ιόντων λιθίου δύναται να μεταβεί σε κατάσταση μέγιστης παραγωγής πολύ γρήγορα. Έτσι, μπορεί να αποδώσει θετικές εφεδρείες ίσες με το αλγεβρικό άθροισμα τόσο της διαθέσιμης παραγωγής της ($N_{\text{P}_{\text{Li-Ion}}}$), όσο και της διαθέσιμης μείωσης της απορρόφησης της ($N_{\text{P}_{\text{Li-Ion}}}$). Όσον αφορά την αποθήκευση μέσω υδρογόνου (εξισώσεις (4.23), (4.24)), οι θετικές εφεδρείες αποδίδονται αποκλειστικά μέσω της κυψέλης καυσίμου, ενώ οι αρνητικές εφεδρείες μέσω του ηλεκτρολύτη, αντίστοιχα [92]. Τέλος, η αντλησιοταμίευση (εξισώσεις (4.25), (4.26)), αποτελούμενη από αναστρέψιμους στροβίλους, έχει την πιο αργή απόκριση στις μεταβολές της ισχύος εξόδου της από όλες τις αποθηκευτικές τεχνολογίες. Εξαιτίας του γεγονότος αυτού, αποδίδει εφεδρείες μόνο μέσω της διαδικασίας παραγωγής.

4.1.6 Εξισώσεις ΥΗΣ

Κατά τη μοντελοποίηση των υδροηλεκτρικών σταθμών, είναι αναγκαία η μελέτη τους τόσο από την πλευρά της ενέργειας, όσο και από εκείνη του όγκου του νερού (σε κυβικά μέτρα $[\text{m}^3]$). Η διατήρηση του ισοζυγίου της πληρότητας κάθε ταμιευτήρα, γίνεται μέσω της μελέτης και της επεξεργασίας του όγκου του νερού που βρίσκεται αποθηκευμένο εκεί, ενώ, παράλληλα, η

παραγωγή ενέργειας από κάθε σταθμό περιορίζεται από τεχνικά χαρακτηριστικά που σχετίζονται με το πλήθος και την ισχύ των υδροστροβίλων του κάθε ΥΗΣ.

Στην περίπτωση των cascaded συστημάτων ΥΗΣ, η πτώση υδάτων προς παραγωγή ενέργειας καταλήγει στον κατώτερο ταμιευτήρα. Αντίστοιχα, η άντληση πραγματοποιείται με αντίθετη φορά, από τον κατάντη ταμιευτήρα προς εκείνον που βρίσκεται ψηλότερα. Η σύνδεση των ΥΗΣ μοντελοποιείται μέσω ενός πίνακα που ορίζεται από τη μεταβλητή $connect_{h,hpp}$, όπου ο δείκτης hpp ταυτίζεται με το δείκτη h:

Πίνακας 2: Μοντελοποίηση διασύνδεσης ΥΗΣ

ΥΗΣ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Οι αριθμοί 1-14 συμβολίζουν τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, με τη σειρά που αυτοί εμφανίζονται στον Πίνακα 1. Η τιμή -1 χρησιμοποιείται όταν ο ΥΗΣ της γραμμής βρίσκεται κατάντη του ΥΗΣ της στήλης, ενώ η τιμή 1 χρησιμοποιείται όταν ο ΥΗΣ της γραμμής είναι ο ίδιος με τον ΥΗΣ της στήλης. Με αυτόν τον τρόπο το ισοζύγιο διατηρείται ως εξής:

$$Level_h(t) = Level_h(t-1) + inflows_h(t) - outflows_h(t) \cdot e2w_h + \sum_{hpp} \{ [pumped_h(t) - (gen_h(t) + mandatory_h(t))] \cdot connect_{h,hpp} \cdot e2w_h \} \quad \forall h,t \quad (4.27)$$

Όπου $Level_h(t)$ είναι η στάθμη σε κυβικά μέτρα νερού του ταμιευτήρα h την ώρα t και με $inflows_h(t)$ συμβολίζονται οι εισροές του ταμιευτήρα h σε m^3 νερού. Ο βαθμός απόδοσης n_h κάθε ΥΗΣ θεωρείται κοινός όσον αφορά την παραγωγή και την άντληση, εάν πρόκειται για σταθμό με αναστρέψιμες μονάδες. Τέλος ισχύει ότι:

$$e2w_h = \left(\frac{3600 \cdot 1000}{height_h \cdot grav \cdot n_h} \right) \quad \forall h \quad (4.28)$$

ο οποίος και είναι ο συντελεστής μετατροπής της ενέργειας (MWh) σε όγκο νερού (m^3) βάσει της εξίσωσης (2.1).

Την πρώτη ώρα του έτους, όπως είναι προφανές, ο κάθε ταμιευτήρας είναι γεμάτος σε μία αρχική στάθμη. Για να εξασφαλισθεί η ομαλή λειτουργία των σταθμών σε βάθος πολλών ετών, κάθε ταμιευτήρας οφείλει να διατηρεί τουλάχιστον τη στάθμη με την οποία εκκινεί στο έτος, και μετά το πέρας αυτού:

$$\text{Level}_h(8760) \geq \text{Level}_h^{\text{initial}} \quad \forall h \quad (4.29)$$

Η ισχύς εξόδου κάθε ΥΗΣ περιορίζεται από την εγκατεστημένη ισχύ των στροβίλων του. Την ίδια στιγμή, η συνεισφορά των ΥΗΣ αυτών στις εφεδρείες λαμβάνεται υπόψη ως εξής:

$$\text{gen}_h(t) + \text{mandatory}_h + \sum_{r^+} \text{reserve}_{h,r}(t) \leq \text{maximum}_h^{\text{Generation}} \quad \forall h, t \quad (4.30)$$

$$\text{gen}_h(t) + \text{mandatory}_h - \sum_r \text{reserve}_{h,r}(t) \geq 0 \quad \forall h, t \quad (4.31)$$

$$\text{pumped}_h(t) \leq \text{maximum}_h^{\text{Pumping}} \quad \forall h, t \quad (4.32)$$

Όπου $\text{maximum}_h^{\text{Generation}}$ και $\text{maximum}_h^{\text{Pumping}}$ είναι η μέγιστη δυνατή ισχύς που μπορεί να αποδοθεί από τους υδροστροβίλους και τις υδραντλίες, αντίστοιχα.

Τέλος, τα υποχρεωτικά νερά κάθε ΥΗΣ εισάγονται στο μοντέλο με ημερήσιο βήμα. Ωστόσο, η απόφαση για την ανά ώρα απόδοση των υποχρεωτικών νερών κάθε ημέρας του έτους λαμβάνεται ενδογενώς στον αλγόριθμο ως εξής:

$$\sum_t^{t+23} \text{mandatory}_h = \text{mandatory}_h^{\text{req}}(t) \quad \forall t \text{ για το οποίο } \text{mod}(t,24)=1 \quad (4.33)$$

Όπου $\text{mandatory}_h^{\text{req}}(t)$ είναι η καθημερινή απαίτηση υποχρεωτικών νερών σε ενέργεια για κάθε ΥΗΣ. Η εξίσωση (4.33) επιλύεται την πρώτη ώρα κάθε ημέρας και το άθροισμα στο αριστερό της σκέλος εκτείνεται σε όλη τη διάρκεια της ημέρας.

4.1.7 Εξισώσεις Εφεδρειών

Σε όλα τα σενάρια τα οποία προσομοιώθηκαν, υπάρχει μια αρχική στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας η οποία οφείλει να καλύπτεται κάθε ώρα του έτους. Επιπλέον, το επίπεδο του εκάστοτε τύπου εφεδρειών αυξάνεται βάσει της ισχύος των επιπλέον ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που εγκαθίστανται στο σύστημα. Πιο συγκεκριμένα, η πρωτεύουσα εφεδρεία παραμένει, μεν, σταθερή, ωστόσο η δευτερεύουσα εφεδρεία αυξάνει κατά 25 MW ανά νέο GW εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ, όσον αφορά τη θετική εφεδρεία, και κατά 12.5 MW ανά νέο GW εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ, όσον αφορά την αρνητική. Τέλος, η τριτεύουσα εφεδρεία, τόσο η θετική, όσο και η αρνητική, αυξάνεται κατά 40 MW ανά νέο GW ΑΠΕ που εγκαθίσταται. Η ενέργεια που μπορεί να αποδώσει προς κάλυψη εφεδρειών κάθε μονάδα του ηλεκτρικού συστήματος περιορίζεται και από μια μέγιστη τιμή, για κάθε τύπο εφεδρείας. Η μέγιστη τιμή εμφανίζεται συνήθως ως ποσοστό του τεχνικού μεγίστου κάθε τεχνολογίας και αναλύεται

περαιτέρω στο κεφάλαιο 5.2.3. Οι παραπάνω περιορισμοί, όπως και οι εξισώσεις που εξασφαλίζουν την πλήρη κάλυψη των απαιτήσεων για εφεδρείες, μοντελοποιούνται ως εξής:

$$\text{reserve}_{u,r}(t) \leq \text{maximum}_u^{\text{reserve}}(r) \quad \forall u,t,r \quad (4.34)$$

$$\text{reserve}_r^{\text{conv}}(t) \leq \text{maximum}_{\text{conv}}^{\text{reserve}}(r) \quad \forall t,r \quad (4.35)$$

$$\text{reserve}_r^{\text{conv}^{\text{CCS}}}(t) \leq \text{maximum}_{\text{conv}^{\text{CCS}}}^{\text{reserve}}(r) \quad \forall t,r \quad (4.36)$$

$$\text{reserve}_{\text{sto},r}(t) \leq \text{maximum}_{\text{sto}}^{\text{reserve}}(r) \quad \forall \text{sto},t,r \quad (4.37)$$

$$\text{reserve}_{h,r}(t) \leq \text{maximum}_h^{\text{reserve}}(r) \quad \forall h,t,r \quad (4.38)$$

$$\text{reserve}_{RES}(t) \leq 20\% \cdot \text{res}_t \quad \forall u,t \quad (4.39)$$

$$\sum_{u,h,\text{sto},\text{conv},\text{conv}^{\text{CCS}}} \text{reserve}_{\text{fcr}}(t) \geq \text{RR}_{\text{fcr}} \quad \forall t \quad (4.40)$$

$$\sum_{u,h,\text{sto},\text{conv},\text{conv}^{\text{CCS}}} \text{reserve}_{\text{afrr}}^{\text{up}}(t) \geq \text{RR}_{\text{afrr}}^{\text{up}} + 2.5\% \cdot (N_{\text{solar}} + N_{\text{wind}}^{\text{on}} + N_{\text{wind}}^{\text{off}}) \quad \forall t \quad (4.41)$$

$$\sum_{u,h,\text{sto},\text{conv},\text{conv}^{\text{CCS}}} \text{reserve}_{\text{afrr}}^{\text{down}}(t) \geq \text{RR}_{\text{afrr}}^{\text{down}} + 1.25\% \cdot (N_{\text{solar}} + N_{\text{wind}}^{\text{on}} + N_{\text{wind}}^{\text{off}}) \quad \forall t \quad (4.42)$$

$$\sum_{u,h,\text{sto},\text{conv},\text{conv}^{\text{CCS}}} \text{reserve}_{\text{mfrr}}^{\text{up}}(t) \geq \text{RR}_{\text{mfrr}}^{\text{up}} + 4\% \cdot (N_{\text{solar}} + N_{\text{wind}}^{\text{on}} + N_{\text{wind}}^{\text{off}}) \quad \forall t \quad (4.43)$$

$$\sum_{u,h,\text{sto},\text{conv},\text{conv}^{\text{CCS}},RES} \text{reserve}_{\text{mfrr}}^{\text{down}}(t) \geq \text{RR}_{\text{mfrr}}^{\text{down}} + 4\% \cdot (N_{\text{solar}} + N_{\text{wind}}^{\text{on}} + N_{\text{wind}}^{\text{off}}) \quad \forall t \quad (4.44)$$

Όπου με RR συμβολίζεται το επίπεδο εφεδρειών που είναι απαραίτητο να καλυφθεί κατά την αρχή του έτους που μελετάται.

4.1.8 Εξισώσεις Στόχων

Οι τελευταίες εξισώσεις που υπάρχουν στον αλγόριθμο, αφορούν τους στόχους που πρέπει να επιτευχθούν ανά σενάριο. Ειδικότερα, αναφέρονται σε στόχους διείσδυσης και περικοπών:

$$\sum_t [\text{res}(t)] + \text{Production}_{\text{Hydro}}^{\text{clear}} \geq \text{Penetration}(\%) \cdot \sum_t \text{demand}_t \quad (4.45)$$

$$\sum_t [N_{\text{solar}} \cdot \text{solar}(t) + N_{\text{wind}}^{\text{on}} \cdot \text{wind}(t) + N_{\text{wind}}^{\text{off}} \cdot \text{wind}_{\text{off}}(t) + \text{Other}_{\text{res}}(t)] = \text{maximum}_{\text{res}}(t) \quad (4.46)$$

$$\sum_t \text{maximum}_{\text{res}}(t) - \text{res}(t) \leq \text{Curtailments}(\%) \cdot \sum_t \text{maximum}_{\text{res}}(t) \quad (4.47)$$

Όπου Penetration (%) και Curtailments (%) είναι, αντίστοιχα, η ελάχιστη επιθυμητή διείσδυση ως ποσοστό της ζήτησης φορτίου και οι μέγιστες αποδεκτές περικοπές των ΑΠΕ. Τέλος, $\text{Production}_{\text{Hydro}}^{\text{clear}}$ είναι η παραγωγή ενέργειας των ΥΗΣ (σε MWh) που προέρχεται αποκλειστικά από τις εισροές τους και όχι από ανακύκλωση ενέργειας μέσω άντλησης.

5

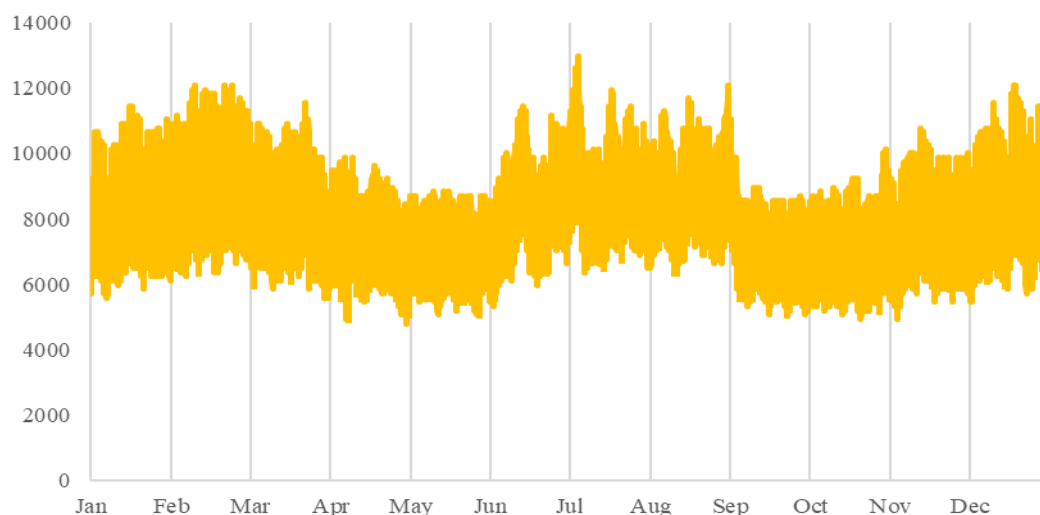
Δομή του Μοντέλου

Στην παρούσα διπλωματική, όπου και γίνονται προσομοιώσεις για το ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα ενέργειας του έτους 2050, είναι απαραίτητη η εκτενής και λεπτομερής ανάλυση των επιμέρους στοιχείων, τα οποία και συγκροτούν αυτό το σύστημα. Πιο συγκεκριμένα, όπως προαναφέρθηκε, είναι αναγκαία η μοντελοποίηση των ΥΗΣ της χώρας, η εκτενής περιγραφή της λειτουργίας των αποθηκευτικών τεχνολογιών αλλά και η κατάλληλη διαχείριση των διεθνών διασυνδέσεων αυτής. Ταυτόχρονα, δεδομένα εισόδου όπως η ζήτηση ενέργειας, το διαθέσιμο δυναμικό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, τα κόστη παραγωγής των μονάδων και τα κόστη εγκατάστασης νέων τεχνολογιών επιβάλλεται να εισαχθούν στον αλγόριθμο, έπειτα από την ενδεικνύομενη επεξεργασία τους.

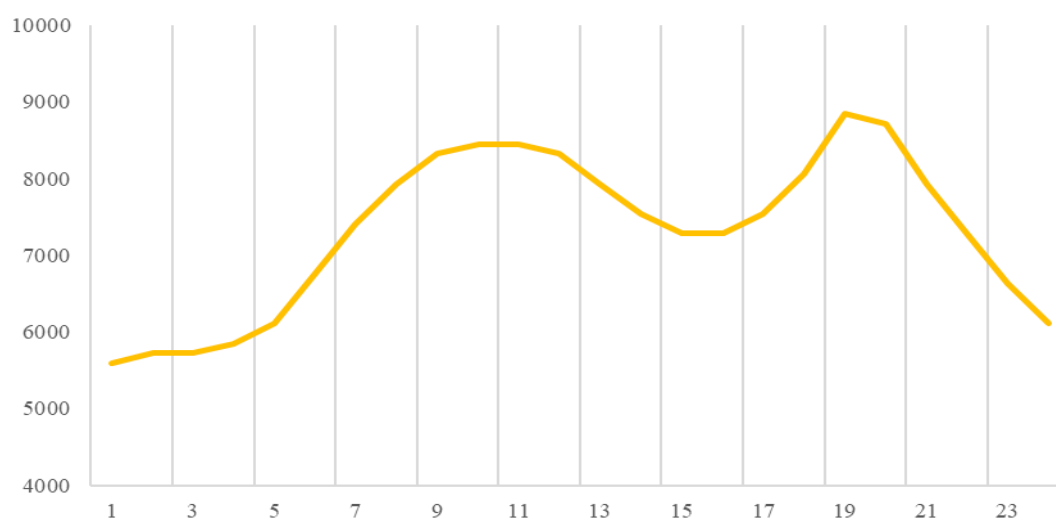
5.1 Δεδομένα Εισόδου

Αρχικά, η ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για την Ελλάδα, ανά έτος, με χρονικό βήμα μίας ώρας ($\text{demand}(t)$), αποτυπώνεται σε μια καμπύλη, η οποία, όπως φαίνεται, παρουσιάζει μέγιστο στους θερινούς μήνες. Η αιχμή της ζήτησης, η οποία αναμένεται να αγγίξει τα 13 GW για το 2050, εμφανίζεται, συγκεκριμένα, στις αρχές Ιουλίου. Εκείνη είναι η περίοδος, κατά την οποία ο τουρισμός στη χώρα ανθίζει και καθορίζει την απαίτηση ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο. Στο Γράφημα 5.1, αναπαρίσταται η γραφική παράσταση της ετήσιας ζήτησης, ενώ στο Γράφημα 5.2 αποδίδεται η γραφική παράσταση της ζήτησης για μια τυχαία ημέρα μέσα στο έτος. Το αξιοσημείωτο και εύκολα αναγόμενο συμπέρασμα είναι ότι, εκτός από μια εποχική

διακύμανση μέσα στο έτος, παρατηρείται και μια ενδιαφέρουσα διακύμανση εντός της ημέρας, με δύο τοπικά μέγιστα κατά τις μεσημβρινές και τις νυχτερινές ώρες. Το γεγονός αυτό απορρέει, κυρίως, από τη ζήτηση ενέργειας από επαγγελματικούς – βιομηχανικούς χώρους κατά τις πρωινές ώρες, ενόσω οι πολίτες βρίσκονται στην εργασία τους. Παρομοίως, τις βραδινές ώρες οι Έλληνες έχουν επιστρέψει στις κατοικίες τους και αυξάνεται η οικιακή κατανάλωση ενέργειας, με συνέπεια τη συνολική αύξηση της ζήτησης.



Γράφημα 5.1: Πρόβλεψη Ετήσιας Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας για το 2050



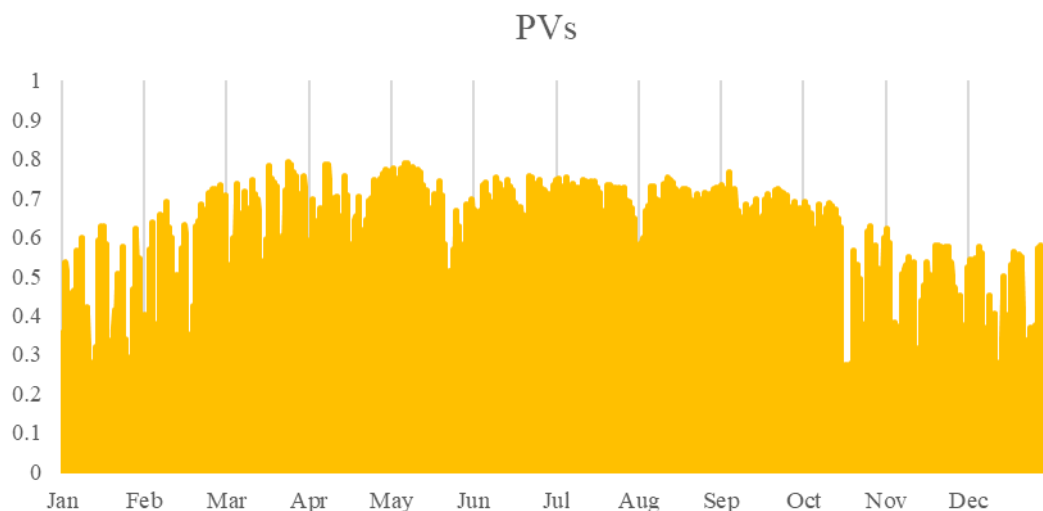
Γράφημα 5.2: Πρόβλεψη Ημερήσιας Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας για το 2050

Αντίστοιχα με τη ζήτηση, στο ηλιακό και αιολικό δυναμικό της χώρας γίνεται αντιληπτό ένα μοτίβο τόσο εξετάζοντας το εύρος ενός ολόκληρου έτους, όσο και εντός της κάθε ημέρας. Πιο συγκεκριμένα, στα Γράφημα 5.3-Γράφημα 5.5 παρουσιάζεται η ετήσια καμπύλη ενεργειακής διαθεσιμότητας που εμφανίζει η εκάστοτε τεχνολογία ΑΠΕ, ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος ($solar(t)$, $wind(t)$, $wind_{off}(t)$). Τέλος, στο Γράφημα 5.6 εμφανίζεται η ημερήσια δυνατότητα παραγωγής ενέργειας από κάθε τεχνολογία ΑΠΕ.

Παρατηρείται από το Γράφημα 5.3, ότι η ηλιακή ενέργεια είναι ισχυρότερη τη χρονική περίοδο μεταξύ Μαρτίου και Οκτωβρίου, εξαιτίας της μεγαλύτερης διάρκειας της ημέρας, αλλά και της εντονότερης ηλιοφάνειας εκείνων των μηνών. Στο Γράφημα 5.4 διακρίνεται η άπνοια που χαρακτηρίζει την ευρύτερη έκταση της χώρας για το μεγαλύτερο διάστημα της άνοιξης, ενώ από το Γράφημα 5.5 γίνεται εμφανής η επίδραση των θερινών ανέμων, για τους οποίους φημίζεται η Ελλάδα, στα υπεράκτια Α/Π (off-shore). Εκείνη την περίοδο εμφανίζεται πολύ υψηλό αιολικό δυναμικό ιδιαίτερα σε περιοχές που βρίσκονται εκτός του χερσαίου τμήματος της χώρας.

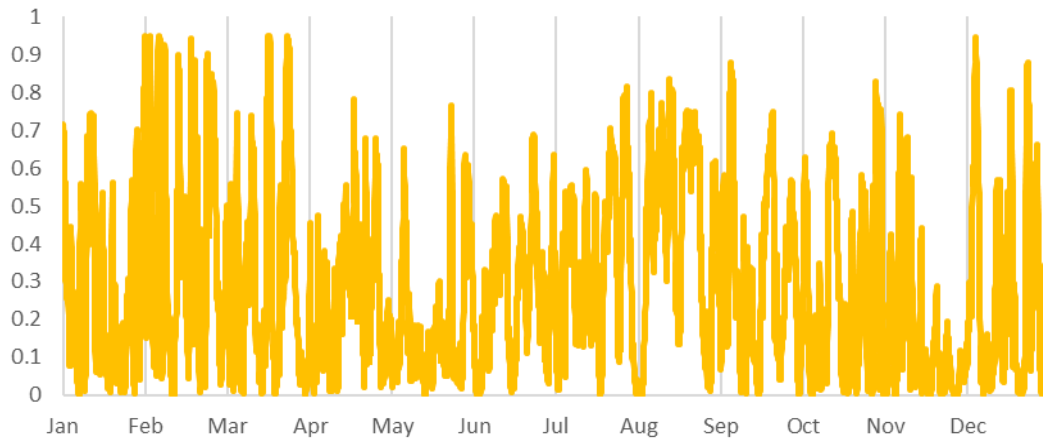
Αναφορικά με την ημερήσια διακύμανση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, γίνεται αντιληπτό ότι η παραγωγή ενέργειας από Φ/Β και Α/Π είναι συμπληρωματική. Με άλλα λόγια, το μέγιστο της πρώτης τεχνολογίας εμφανίζεται στις μεσημβρινές ώρες, ενώ το αιολικό δυναμικό φαίνεται ότι μεγιστοποιείται τη νύχτα και κατά τις πρώτες πρωινές ώρες.

Τέλος, είναι χαρακτηριστικό το υψηλό ποσοστό δυνατότητας παραγωγής που εμφανίζεται στα off-shore Α/Π, ο συντελεστής χρησιμοποίησης (capacity factor) των οποίων αγγίζει το 55%. Αντιθέτως, για τις υπόλοιπες τεχνολογίες ο συντελεστής χρησιμοποίησης είναι αισθητά μικρότερος, και υπολογίζεται περί το 18% για τα Φ/Β και περί το 28% για τα χερσαία Α/Π.



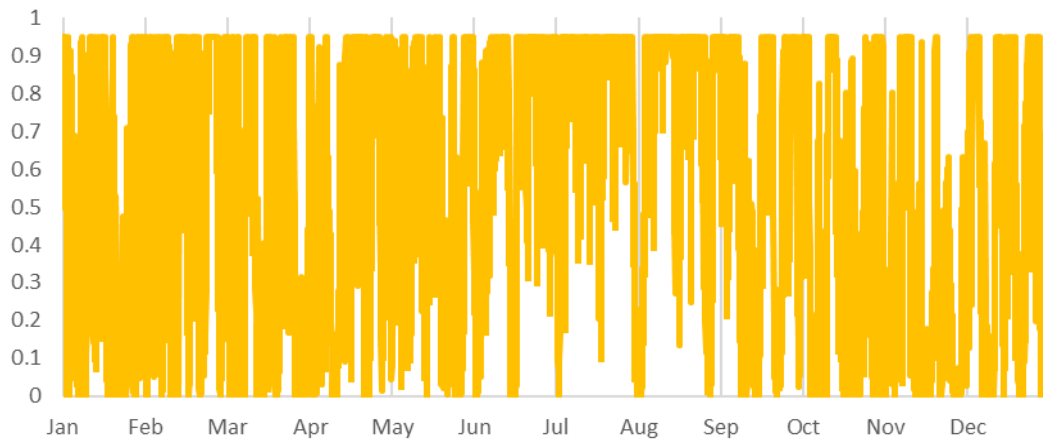
Γράφημα 5.3: Ετήσια δυνατότητα παραγωγής ενέργειας από Φωτοβολταϊκά, ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος)

Wind On-Shore

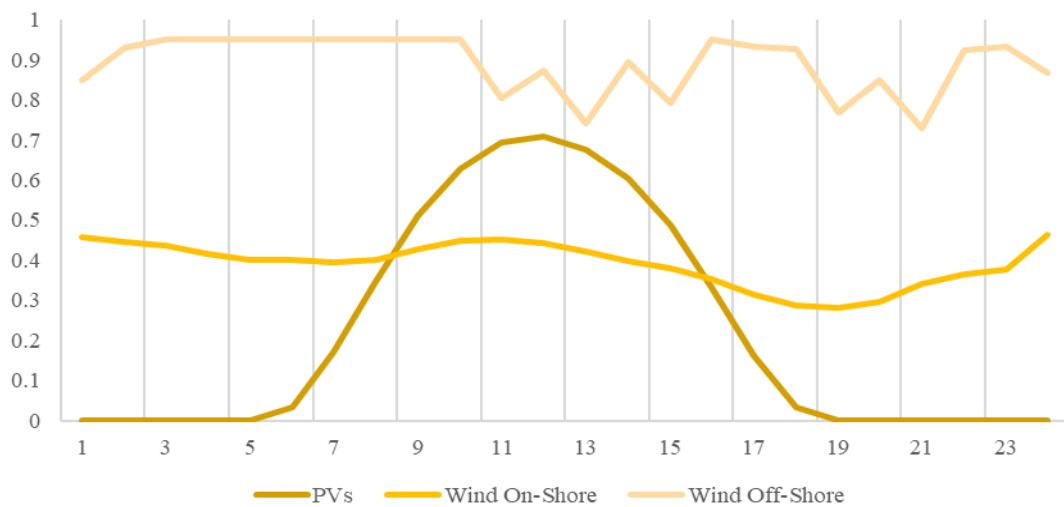


Γράφημα 5.4: Ετήσια δυνατότητα παραγωγής ενέργειας από χερσαία Α/Π, ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος

Wind Off-Shore



Γράφημα 5.5: Ετήσια δυνατότητα παραγωγής ενέργειας από υπεράκτια Α/Π, ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος



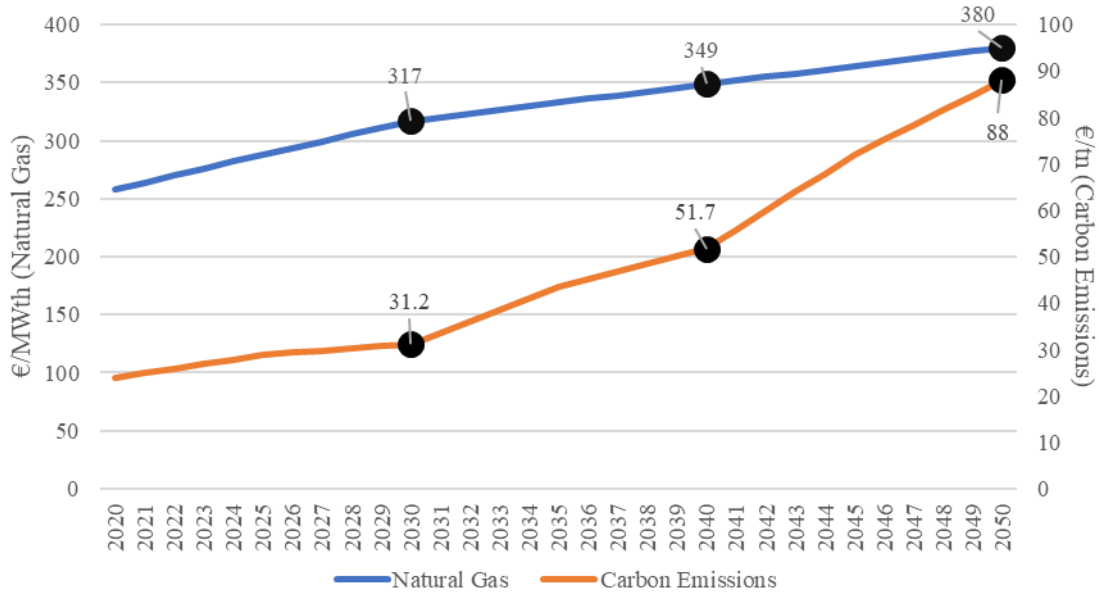
Γράφημα 5.6: Ημερήσια δυνατότητα παραγωγής ενέργειας από κάθε τεχνολογία ΑΠΕ, ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος

Πέραν των παραπάνω τεχνολογιών ΑΠΕ, εκ των οποίων νέες μονάδες προβλέπεται και δύναται να εγκατασταθούν στο ηλεκτρικό δίκτυο, στο μοντέλο που δημιουργήθηκε, εισήχθη μια χρονοσειρά που αποδίδει την παραγωγή ενέργεια από τις υπόλοιπες τεχνολογίες ΑΠΕ ($Other_{res}(t)$). Σε αυτές συμπεριλαμβάνεται η βιομάζα, η γεωθερμία και κάποιες εξεζητημένες ακόμα μορφές ανανεώσιμων πηγών, όπως η ηλιακή ενέργεια με συγκεντρωτικά κάτοπτρα (concentrated solar power – CSP). Η μέγιστη δυνατότητα παραγωγή τους μέσα στο χρόνο υπολογίζεται σε MWh και παραμένει αμετάβλητη σε όλα τα σενάρια. Θα μπορούσε κανείς να σκεφτεί ότι η χρονοσειρά αυτή θα έπρεπε να αφαιρεθεί αυτούσια από τη ζήτηση. Ωστόσο, η αντίληψη αυτή είναι μερικώς λανθασμένη, καθότι η παραγωγή είναι μεν ανεξάρτητη από την εγκατεστημένη ισχύ και σταθερή ανά σενάριο, αλλά δεν παύει να αποτελεί παραγωγή προερχόμενη από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και ενδέχεται εν τέλει να υποστεί περικοπές.

Στη συνέχεια, πρέπει να αποσαφηνιστεί ο τρόπος με τον οποίο κοστολογούνται οι συμβατικές μονάδες φυσικού αερίου. Η τιμή που απαιτείται για την παραγωγή 1 MWh ηλεκτρικής ενέργειας από μια μονάδα ΦΑ (c_u) εξαρτάται από: την τιμή εξαγοράς της πρώτης ύλης, του ΦΑ στην περίπτωση αυτή, την τιμή που κοστίζουν οι εκπομπές CO₂ και, τέλος, την απόδοση της εκάστοτε μονάδας. Επιπλέον, προαπαιτείται η γνώση της θερμογόνου δύναμης του φυσικού αερίου και του άνθρακα. Βάσει των παραπάνω γνώσεων καθίσταται εφικτός ο υπολογισμός του κόστους της ενέργειας που παράγεται από μια μονάδα, με τον παρακάτω τύπο:

$$c_u = \frac{c_{CO_2} \cdot CC_{NG} + c_{NG}}{n_u} \quad \forall u \quad (5.1)$$

Όπου c_{CO_2} είναι το κόστος των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα σε €/tn, CC_{NG} είναι η περιεκτικότητα του ΦΑ σε διοξειδίου του άνθρακα σε tn/MWh_{th} και, τέλος, ως c_{NG} ορίζεται το κόστος φυσικού αερίου επίσης σε €/MWh_{th}. Η χρησιμότητα της θερμογόνου δύναμης προβάλλεται στη μετατροπή της ποσότητας του ΦΑ σε θερμική ενέργεια (MWh_{th}) και γίνεται απευθείας μέσω του κόστους. Τα παραπάνω κόστη που προκύπτουν από διάφορες μελέτες για το 2050 συνοψίζονται στο Γράφημα 5.7.



Γράφημα 5.7: Εξέλιξη κόστους φυσικού αερίου (€/MWh) & εκπομπών CO₂ (€/tn) [12]

Μια διαδεδομένη μορφή καταπολέμησης του φαινομένου του θερμοκηπίου αποτελεί η δέσμευση και η αποθήκευση διοξειδίου του άνθρακα. Η εν λόγω τεχνική χρησιμοποιείται στην ηλεκτροπαραγωγή ή σε βιομηχανίες, όπου εκπέμπονται μεγάλα ποσά διοξειδίου του άνθρακα. Το σύστημα που τοποθετείται επιπλέον της μονάδας παραγωγής ονομάζεται Carbon Capture and Storage (CCS). Αναφορικά με τη λειτουργία του, στην περίπτωση των μονάδων οι οποίες έχουν ως καύσιμο φυσικό αέριο, η δέσμευση του διοξειδίου γίνεται μετά την ολοκλήρωση της διαδικασίας παραγωγής. Το CO₂ διαχωρίζεται από τα υπόλοιπα αέρια στην πηγή των εκπομπών και στη συνέχεια μεταφέρεται, μέσω αγωγού, σε κάποια χερσαία ή υπεράκτια ειδικά διαμορφωμένη τοποθεσία αποθήκευσης. Είναι φανερό, ότι η διαφαινόμενη υψηλή τιμολόγηση των εκπομπών CO₂ δικαιολογεί την επιχειρηματική σκοπιμότητα του CCS, η οποία συνάδει με την περιβαλλοντική του αναγκαιότητα [93], [94].

Η απόδοση του CCS για το 2050 προβλέπεται να κυμανθεί μεταξύ 86-90% [95], [96]. Ουσιαστικά, αντικατοπτρίζει το ποσοστό μείωσης των εκπομπών διοξειδίου της μονάδας στην οποία προσάπτεται το CCS σύστημα και συμβολίζεται με n_{convCCS} . Έτσι, η εξίσωση (5.1) μετατρέπεται σε αυτή την περίπτωση σε:

$$c_v = \frac{(1 - n_{\text{convCCS}}) \cdot c_{\text{CO}_2} \cdot CC_{\text{NG}} + c_{\text{NG}}}{n_v} \quad (5.2)$$

Τέλος, το κόστος για τις νέες μονάδες ΦΑ υπολογίζεται, επίσης, μέσω της εξίσωσης (5.1) με αντικατάσταση του βαθμού απόδοσης, με την τιμή n_v , η οποία συμβολίζει το βαθμό απόδοσης των νέων μονάδων που επρόκειτο να εγκατασταθούν.

5.2 Διαχείριση Συνιστωσών Μοντέλου

Επιπλέον των παραπάνω δεδομένων εισόδου, ο αλγόριθμος που υλοποιήθηκε λαμβάνει υπόψη και μερικά στοιχεία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, τα οποία απαιτούν προσοχή στη μοντελοποίηση τους.

5.2.1 Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί

Είναι γεγονός, ότι οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί χρήζουν ιδιαίτερης διαχείρισης. Όπως αναφέρθηκε και στο κεφάλαιο 2.4 οι μεγάλοι ΥΗΣ της Ελλάδας είναι δεκατέσσερις (14) και εμφανίζονται τόσο αυτόνομα όσο και σε συγκροτήματα. Κάθε υδροηλεκτρικός σταθμός μοντελοποιείται ως ένας ταμιευτήρας με δύο «συνδέσεις» που καταλήγουν σε έναν ανάντη και έναν κατάντη ΥΗΣ, οι οποίες εισάγονται στον αλγόριθμο μέσω του πίνακα $connect_{h,hpp}$. Με αυτόν τον τρόπο καθίσταται δυνατή η ακριβής μοντελοποίηση των υδροηλεκτρικών συγκροτημάτων που υπάρχουν στη χώρα. Η παραπάνω τεχνική κρίνεται απαραίτητη, διότι η αλληλεπίδραση μεταξύ των διασυνδεδεμένων ταμιευτήρων οφείλει να εξεταστεί με όσο το δυνατόν μεγαλύτερη λεπτομέρεια.

Η διαδικασία που ακολουθείται είναι η εξής. Η μεταφορά ποσότητας νερού, όταν κάποιος ΥΗΣ παράγει ηλεκτρική ενέργεια, πραγματοποιείται με φορά από τον ταμιευτήρα του ΥΗΣ αυτού προς τον κατάντη ταμιευτήρα. Όπως είναι λογικό, στην περίπτωση της άντλησης η φορά της μεταφοράς νερού είναι η αντίστροφη.

Επιπρόσθετα, κάθε ΥΗΣ μέσω του κύκλου του νερού, που εξηγήθηκε στο κεφάλαιο 2, δέχεται καθημερινά εισροές ($inflows_h(t)$), είτε από βροχοπτώσεις είτε από τη ροή των ποταμών που βρίσκονται πλησίον του. Οι εισροές αυτές μεταφράζονται σε κυβικά μέτρα νερού (m^3), τα οποία καταλήγουν στους εκάστοτε ταμιευτήρες κάθε ώρα τις ημέρας.

Τέλος, ένα σημαντικό κεφάλαιο στη λειτουργία των υδροηλεκτρικών έργων, αποτελεί η υποχρεωτική απόδοση όγκου νερών σε καθημερινή βάση, με την ονομασία υποχρεωτικά νερά ($mandatory_y_h^{req}(t)$). Τα υποχρεωτικά νερά από τους ταμιευτήρες των ΥΗΣ χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες, ανάλογα με την αιτία για την οποία προσφέρονται. Αρχικά, είναι απαραίτητη η απόδοση νερών για λόγους οικολογικής παροχής των ποταμών στους οποίους παρεμβάλλονται οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί. Με άλλα λόγια, απαιτείται η συνεχής ροή των ποταμών για να διατηρηθεί η βιωσιμότητα των υδατικών οικοσυστημάτων τους, κάτι που επιτυγχάνεται μέσω της στοχευμένης απόδοσης νερών από τους ΥΗΣ. Επιπλέον, είναι αναγκαία η χρήση νερών από τους μεγάλους ταμιευτήρες των υδροηλεκτρικών έργων με στόχο την κάλυψη της ζήτησης για ύδρευση του πληθυσμού που κατοικεί περίξ αυτών. Τέλος, η άρδευση αποτελεί τον τομέα με τη μεγαλύτερη απαίτηση υποχρεωτικών νερών, εμφανίζοντας μεγάλη εποχικότητα, ιδιαίτερα τους θερινούς μήνες. Οι εκτάσεις γης που βρίσκονται γύρω από τα συγκροτήματα

ΥΗΣ σε περιόδους ξηρασίας και έλλειψης βροχοπτώσεων επιζητούν ποσότητες νερού για την άρδευση τους, οι οποίες προέρχονται από αποθηκευμένα νερά στους ανάντη ταμιευτήρες.

Έπειτα από συζητήσεις με τους αρμόδιους φορείς, στο μοντέλο που έχει δημιουργηθεί, η απόδοση των υποχρεωτικών νερών για τις περιπτώσεις της ύδρευσης και της άρδευσης γίνεται κατά βάση από τους κατώτερους τη σειρά ταμιευτήρες των συγκροτημάτων. Ταυτόχρονα, η οικολογική παροχή κάθε συγκροτήματος χωρίζεται ισόποσα στους ΥΗΣ που περιλαμβάνει το εκάστοτε συγκρότημα. Τα υποχρεωτικά νερά μετατρέπονται σε δεδομένα με ημερήσια βάση μέσω του ημερήσιου προφίλ υποχρεωτικών νερών που ανακτάται από το διαχειριστή ενέργειας ΑΔΜΗΕ Α.Ε. [97].

Τα καθημερινά στοιχεία που αναρτά στο διαδίκτυο ο ΑΔΜΗΕ Α.Ε. συμπεριλαμβάνουν την ενέργεια που απορρέει από κάθε ΥΗΣ ξεχωριστά και προέρχεται από υποχρεωτικά νερά. Ο σκοπός της επεξεργασίας των δεδομένων αυτών είναι η δημιουργία ενός προφίλ απόδοσης υποχρεωτικών νερών και για αυτό το λόγο δεν απαιτείται η μετατροπή της ενέργειας σε νερά, παρά μόνο η εύρεση της διασποράς των ενεργειών μέσα στο έτος. Στην περίπτωση των εισροών, οι οποίες και εισάγονται ανά ταμιευτήρα στον αλγόριθμο, έχει ληφθεί υπόψη ότι στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς του ίδιου συγκροτήματος εισρέουν νερά με το ίδιο ημερήσιο προφίλ.

Ολοκληρώνοντας, οφείλεται η αναφορά σε μια παραδοχή που έχει γίνει και αφορά την παραγωγή ενέργειας από τους ΥΗΣ. Η παραγόμενη/αντλούμενη ενέργεια μετατρέπεται, σε κυβικά μέτρα νερού μέσω της εξίσωσης (4.28), αποδεχόμενοι τα εξής: η απόδοση του υδροστροβίλου, αλλά και το ύψος πτώσης, παραμένουν σταθερά καθ' όλη τη διάρκεια του έτους.

5.2.2 Διεθνείς Διασυνδέσεις

Ένα ακόμα σκέλος του προβλήματος που οφείλει να υποστεί επεξεργασία πριν εισαχθεί στον αλγόριθμο αποτελεί εκείνο των διασυνδέσεων της Ελλάδας με τις γειτονικές της χώρες. Αναλυτικότερα, η Ελλάδα συνδέεται ενεργειακά μέσω γραμμών μεταφοράς με την Αλβανία, τη Βόρεια Μακεδονία, τη Βουλγαρία, την Ιταλία και την Τουρκία. Οι τρεις πρώτες χώρες αποτελούν τη βόρεια ή Βαλκανική διασύνδεση και μοντελοποιούνται ως μια γραμμή μεταφοράς, ενώ η Ιταλία και η Τουρκία ως δύο αυτόνομες. Επομένως, η Ελλάδα διαθέτει τρεις διασυνδέσεις, οι οποίες χαρακτηρίζονται από ένα ανώτατο όριο εισαγόμενης ισχύος ($\text{import}_{j,b}^{\text{maximum}}(t)$) και, αντίστοιχα, ένα ανώτατο όριο εξαγόμενης ($\text{export}_{j,b}^{\text{maximum}}(t)$).
Ειδικότερα:

Πίνακας 3: Μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς ανά διασύνδεση

<i>Διασύνδεση</i>	<i>Εισαγωγές</i>	<i>Εξαγωγές</i>
<i>Βαλκανική</i>	1500 MW	750 MW
<i>Ιταλία</i>	450 MW	450 MW
<i>Τουρκία</i>	90 MW	150 MW

Κάθε γραμμή μεταφοράς χωρίζεται σε δύο τμήματα (blocks) όσον αφορά το κόστος με το οποίο μεταφέρεται η ενέργεια. Με αυτόν τον τρόπο το εμπόριο ενέργειας μεταξύ των χωρών γίνεται με δυο τιμές, ανάλογα την ποσότητα η οποία διακινείται. Πιο συγκεκριμένα, αναφορικά με τις εισαγωγές η ενέργεια εισάγεται φθηνά έως ένα ποσό, ενώ για να εισαχθεί περισσότερη ενέργεια αυξάνεται το κόστος εισαγωγής της. Αντίστοιχα, το κόστος εξαγωγών είναι ακριβότερο στην αρχή, ενώ μειώνεται ύστερα από ένα ποσό ενέργειας. Ο Πίνακας 4 συνοψίζει το ποσό της ενέργειας που διακινείται ανά block και ανά διασύνδεση.

Πίνακας 4: Μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς ανά block διασύνδεσης

<i>Διασύνδεση</i>	<i>Εισαγωγές</i>		<i>Εξαγωγές</i>	
	Φθηνό	Ακριβό	Ακριβό	Φθηνό
<i>Βαλκανική</i>	900 MW	600 MW	375 MW	375 MW
<i>Ιταλία</i>	225 MW	225 MW	202 MW	248 MW
<i>Τουρκία</i>	40 MW	50 MW	68 MW	68 MW

5.2.3 Εφεδρείες συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

Σχετικά με την τήρηση των εφεδρειών του συστήματος, λαμβάνονται υπόψη τα στοιχεία που αναλύονται παρακάτω. Αρχικά, η στρεφόμενη εφεδρεία αποτελείται από τρία στάδια: την πρωτεύουσα (fir), τη δευτερεύουσα (a-fir) και την τριτεύουσα (m-fir) εφεδρεία. Κάθε μία περιέχει τη θετική (up) και την αρνητική (down) συνιστώσα. Επιπλέον, ο ελάχιστος χρόνος διατήρησης των εφεδρειών ανέρχεται σε: 15 λεπτά για την πρωτεύουσα εφεδρεία, 30 λεπτά για τη δευτερεύουσα εφεδρεία και 2 ώρες για την τριτεύουσα εφεδρεία.

Η πρωτεύουσα εφεδρεία έχει ως σκοπό την αποτροπή της απόκλισης της συχνότητας από την ονομαστική τιμή της και τη σταθεροποίηση της σε αυτή. Σε αυτόν τον τύπο εφεδρείας συμμετέχουν μονάδες που μπορούν να μεταβάλλουν την παραγωγή τους σε πολύ μικρό χρονικό διάστημα. Στο μοντέλο, τέτοιες μονάδες είναι οι συμβατικές μονάδες ΦΑ, που συμμετέχουν στις fir-up/fir-down εφεδρείες με μέγιστη συμμετοχή έως το 7% της μέγιστης δυνατότητας παραγωγής τους. Επιπλέον, οι Li-Ion μπαταρίες έχουν τη δυνατότητα συμμετοχής στην πρωτεύουσα εφεδρεία σε ποσοστό έως και 200% της ισχύος τους, σύμφωνα και με τις εξισώσεις (4.21) και (4.22). Κάτι τέτοιο καθίσταται εφικτό λόγω της δυνατότητας ταχείας

μετάβασης από κατάσταση μέγιστης απορρόφησης σε κατάσταση μέγιστης παραγωγής ενέργειας των μπαταριών ιόντων λιθίου.

Η δευτερεύουσα εφεδρεία έχει ως στόχο να επαναφέρει τη συχνότητα στην ονομαστική τιμή της, όπως και τις ροές ισχύος των γραμμών διασυνδέσεων στις προγραμματισμένες τιμές τους, ώστε να μηδενιστεί το σφάλμα ελέγχου περιοχής (ACE). Η συνεισφορά των συμβατικών μονάδων παραγωγής σε αυτόν τον τύπο εφεδρείας φτάνει έως και το 45% της μέγιστης ισχύος τους, ενώ οι μπαταρίες ιόντων λιθίου μπορούν να συμμετέχουν με έως και 200% της εγκατεστημένης ισχύος τους, ομοίως με προηγουμένως. Σε αντίθεση με την πρωτεύουσα, οι υπόλοιπες τεχνολογίες αποθήκευσης συνεισφέρουν στην a-fit, σύμφωνα με τις εξισώσεις (4.23)-(4.26). Τέλος, οι μεγάλοι ΥΗΣ της χώρας, με εξαίρεση τους ΥΗΣ Πλαστήρα, Πλατανόβρυσης, Πηγών Αώου, Πουρνάρι II και Λάδωνα, συνεισφέρουν με έως 75% της μέγιστης ισχύος τους στη δευτερεύουσα εφεδρεία. Είναι γεγονός, ότι το πλεόνασμα πρωτεύουσας εφεδρείας που τυχόν εμφανίζεται, μπορεί να αποδοθεί στη δευτερεύουσα εφεδρεία, εφόσον τηρούνται όλα τα παραπάνω όρια.

Στόχος της τριτεύουσας εφεδρείας είναι η αποδέσμευση της δευτερεύουσας, ώστε το σύστημα να είναι έτοιμο να αντιδράσει ανάλογα σε μια ενδεχόμενη νέα διαταραχή. Αποτελεί το μόνο τύπο εφεδρείας στον οποίο δε συνεισφέρουν οι συμβατικές μονάδες παραγωγής, ενώ οι αποθηκευτικές μονάδες συμμετέχουν αντίστοιχα με προηγουμένως. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί που συμμετέχουν στη δευτερεύουσα εφεδρεία, μπορούν να συμβάλλουν με όλο το εύρος ισχύος τους στην m-fit εφεδρεία. Τέλος, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έχουν τη δυνατότητα επιβεβλημένων περικοπών τους και για αυτό το λόγο συμβάλλουν με έως 20% της παραγωγής τους ($res(t)$) στην τριτεύουσα κάτω εφεδρεία.

6

Παρουσίαση Σεναρίων & Σχολιασμός

Αποτελεσμάτων

Ο αλγόριθμος, ο οποίος επιλύει το πρόβλημα, που καταστρώνεται στο κεφάλαιο 4, ουσιαστικά καταλήγει στο βέλτιστο ενεργειακό μείγμα για ένα και μόνο σενάριο, το οποίο είναι πλήρως εξαρτημένο από τα δεδομένα εισόδου του. Θα μπορούσε, λοιπόν, εύλογα να πει κάποιος, ότι κάθε προσομοίωση που πραγματοποιείται, απλώς, φωτογραφίζει μια συγκεκριμένη ομάδα παραμέτρων.

Μολαταύτα, αποτελέσματα από διαφορετικά σενάρια φαίνεται πως ακολουθούν παρόμοια μοτίβα, ιδίως όταν αλλάζει ένας μόνο ενεργειακός στόχος, όπως για παράδειγμα οι αποδεκτές περικοπές ή η ελάχιστη διείσδυση. Αναλύοντας τα παραπάνω αποτελέσματα, παρότι χρησιμοποιούνται δεδομένα εισόδου που απεικονίζουν μια μοναδική έκδοση του μελλοντικού συστήματος ενέργειας, μπορεί κανείς να λάβει μια ευρεία εικόνα σχετικά με τις βέλτιστες αναπτυξιακές κινήσεις που θα πρέπει να ληφθούν υπόψη.

Επιπρόσθετα, μια ανάλυση ευαισθησίας (sensitivity analysis) μελετά τις μεταβολές, που υφίσταται η βέλτιστη λύση, από τυχόν αλλαγές στις τιμές των παραμέτρων του προβλήματος. Γίνεται, λοιπόν, σαφές ότι στο παρόν μοντέλο, το οποίο χαρακτηρίζεται ως πολυπαραμετρικό, είναι σημαντική η διενέργεια μιας ανάλυσης σαν αυτή. Τα κόστη των μονάδων που εισάγονται εμφανίζονται σε διάφορες μελέτες με υψηλή διακύμανση μεταξύ τους. Για το λόγο αυτό, θα ήταν χρήσιμη η εύρεση της επιρροής του κάθε κόστους στα αποτελέσματα.

Επίσης, με σκοπό να αναδειχθεί η συνεισφορά της ακριβούς μοντελοποίησης των ΥΗΣ στον αλγόριθμο, είναι εμφανής η ανάγκη διερεύνησης περιπτώσεων όπου η υδροηλεκτρική παραγωγή είτε παραλείπεται, είτε εμφανίζεται με απλουστευμένη μορφή. Πιο συγκεκριμένα, λαμβάνουν χώρα δύο επιπλέον προσομοιώσεις, στις οποίες κατά σειρά: οι ΥΗΣ της χώρας μοντελοποιούνται ως ένας μόνο ταμιευτήρας και οι ΥΗΣ απουσιάζουν τελείως από το μοντέλο. Τέλος, ένα στοιχείο που εμφανίζεται σε διάφορα μοντέλα, είναι εκείνο της ύπαρξης τεχνικών ελαχίστων στις μονάδες φυσικού αερίου. Ωστόσο, κάτι τέτοιο συμβαίνει με την ταυτόχρονη απουσία άλλων συνιστωσών, όπως η αναλυτική περιγραφή των ΥΗΣ. Για την εύρεση της απόκλισης των αποτελεσμάτων του μοντέλου της παρούσας εργασίας, ένα αντίστοιχο μοντέλο που περιλαμβάνει τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων δημιουργήθηκε και τα αποτελέσματα των δύο παραπάνω συγκρίνονται.

Βάσει των παραπάνω, λοιπόν, πραγματοποιήθηκαν τα ακόλουθα σενάρια:

- Σύγκριση των μοντέλων με και χωρίς τεχνικά ελάχιστα
- Μελέτη του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, για το έτος 2050, απουσία ΥΗΣ και με μοντελοποίηση ενός μόνο ΥΗΣ, που προσομοιάζει όλους τους υπόλοιπους.
- Μελέτη του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, για το έτος 2050, με διείσδυση 90% και επίπεδα περικοπών ΑΠΕ <5%, 4%, 3%, 2%, 1%
- Μελέτη του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, για το έτος 2050, με διείσδυση 90%, επίπεδα περικοπών ΑΠΕ <5%, 4%, 3%, 2%, 1%, χωρίς την ύπαρξη καμίας υφιστάμενης μονάδας παραγωγής και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
- Μελέτη του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, για το έτος 2050, με διείσδυση 90%, επίπεδα περικοπών ΑΠΕ <5%, για διαφορετικά κόστη επένδυσης των αποθηκευτικών τεχνολογιών (sensitivity analysis).

Τα πέντε παραπάνω «πακέτα» σεναρίων δίνουν απάντηση σε καίρια ερωτήματα. Πιο συγκεκριμένα, τα αποτελέσματά τους επιδεικνύουν τις διαφοροποιήσεις του ενεργειακού μείγματος, που παρατηρούνται σε περιπτώσεις μεταβολής κάποιων από τις παραμέτρους του συστήματος (sensitivity analysis) και κάποιων εκ των στόχων (περικοπές). Ταυτόχρονα, επιχειρείται η παρουσίαση της συνεισφοράς του μοντέλου μέσα από την ανάδειξη της σημασίας που έχει η πλήρης ανάλυση ή της ελάχιστης διαφοράς που εμφανίζεται με την παράβλεψη συγκεκριμένων συνιστωσών.

Τα πακέτα, τα οποία δεν ασχολούνται με αλλαγές στα κόστη επένδυσης των αποθηκευτικών τεχνολογιών, εμφανίζουν κοινές τιμές παραμέτρων στον τομέα που αφορά τα κόστη αυτά, τις οποίες περιέχει ο Πίνακας 5.

Πίνακας 5: Βασικές τιμές παραμέτρων

<i>Τεχνολογία</i>	CAPEX (€/kW(h))	OPEX (% of CAPEX)	Lifetime (years)	Efficiency
<i>Li-Ion Power</i>	150	2.5	25	90%
<i>Li-Ion Energy</i>	75	2.5	15	
<i>PHS Power</i>	800	2.0	50	75%
<i>PHS Energy</i>	20	2.0	50	
<i>P2G Power</i>	1000	2.0	22.5	48%
<i>P2G Energy</i>	4.5	1.5	22.5	
<i>Wind On-Shore</i>	825	2.5	25	
<i>Wind Off-Shore</i>	1825	3.0	25	
<i>PVs</i>	550	1.5	25	
<i>CCGT</i>	800	2.5	30	
<i>CCGT-CCS</i>	1450	2.5	30	

Ταυτόχρονα, τα υπόλοιπα κόστη, που εμφανίζονται σε όλα τα σενάρια ανεξαιρέτως, συμπληρώνονται ως εξής:

- $c_{\text{hydro}} = 2 \text{ €/MWh}$
- $c_{\text{res}} = 0.5 \text{ €/MWh}$
- $c_{\text{dis}} = 6 \text{ €/MWh}$

Τέλος, όλα τα σενάρια, εκτός από εκείνο στο οποίο αναφέρεται ρητώς διαφορετικά, εκκινούν από το ίδιο σημείο υφιστάμενων τεχνολογιών και απαιτήσεων εφεδρειών. Πιο συγκεκριμένα, στο αρχικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας υπάρχουν φωτοβολταϊκά πάρκα εγκατεστημένης ισχύος 3500 MW και χερσαία αιολικά πάρκα εγκατεστημένης ισχύος 3500 MW, ενώ υφίστανται δεκατέσσερις (14) συμβατικές μονάδες ΦΑ, συνολικής μέγιστης ισχύος 5210 MW.

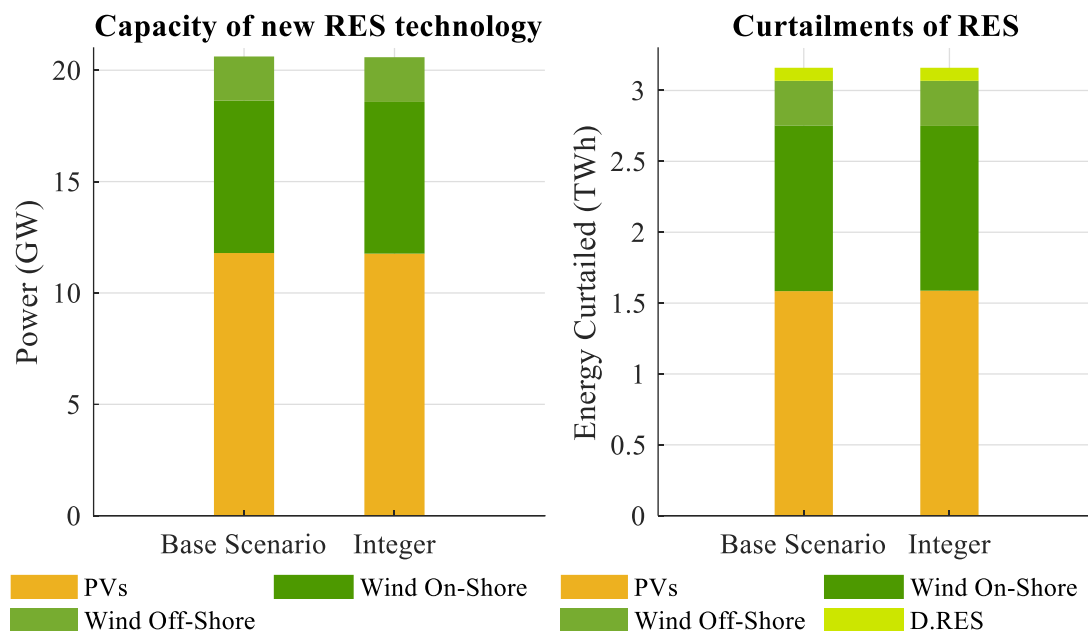
6.1 Σύγκριση αλγορίθμων με & χωρίς τεχνικά ελάχιστα

Οι εξισώσεις του κεφαλαίου 4 περιγράφουν το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, χωρίς να λαμβάνουν υπόψη τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής, όπως τα τεχνικά ελάχιστα αυτών. Μολαταύτα, πολλοί ερευνητές έχουν αναλωθεί στην ακριβή μοντελοποίηση της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων. Για αυτό το λόγο, δημιουργήθηκε ένας αλγόριθμος, ο οποίος περιγράφεται στο Παράρτημα Α και μοντελοποιεί τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων ΦΑ, τις οποίες εισάγει, μέσω ομαδοποίησης, σε δύο ομάδες, φθηνών και ακριβών μονάδων.

Για να επιτευχθεί η συμμετοχή των τεχνικών ελαχίστων στον αλγόριθμο, απαιτείται η χρήση ακέραιων μεταβλητών (integer). Κάτι τέτοιο, με τη σειρά του, μετατρέπει το πρόβλημα σε πρόβλημα βελτιστοποίησης γραμμικού προγραμματισμού ακέραιων μεταβλητών (Mixed Integer Linear Programming – MILP), το οποίο επιλύεται και πάλι μέσω του εργαλείου GAMS και του επιλύτη CPLEX. Από εδώ και στο εξής το σενάριο αυτό θα αναφέρεται ως “integer” σενάριο. Τα αποτελέσματα των δύο προσομοιώσεων με τους ίδιους στόχους διείσδυσης (90%) και περικοπών (<5%) απεικονίζονται παρακάτω.

6.1.1 Νέες Τεχνολογίες ΑΠΕ

Οι νέες τεχνολογίες που εισχωρούν στο σύστημα, αφορούν Φ/Β πάρκα, χερσαία Α/Π πάρκα, καθώς και υπεράκτια Α/Π πάρκα.

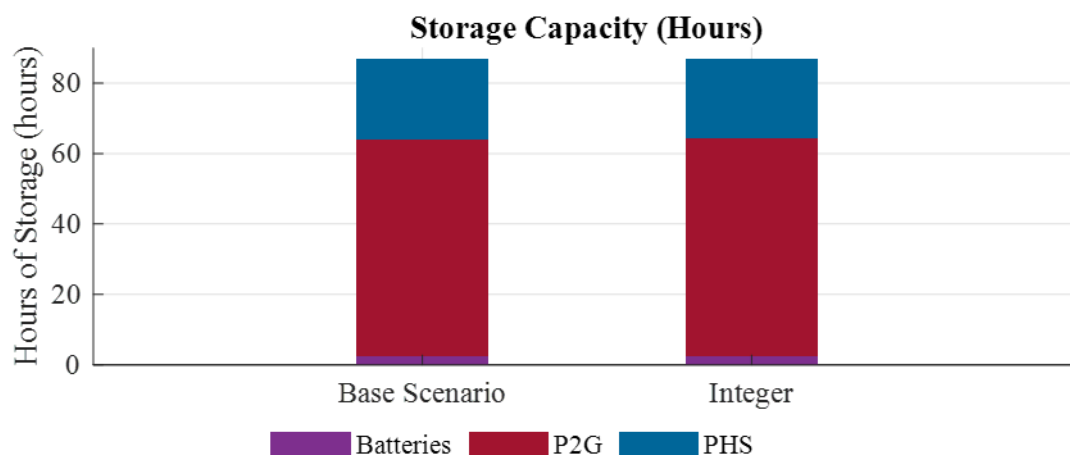


Γράφημα 6.1: Ισχύς νέων τεχνολογιών ΑΠΕ και ενέργεια που περικόπτεται ανά τεχνολογία για integer - base σενάρια

Τόσο η εγκατεστημένη ισχύς των τεχνολογιών, όσο και οι περικοπές παραμένουν σταθερές και στα δύο σενάρια. Η μεταβλητή D. RES απεικονίζει την ενέργεια που προέρχεται από τις λοιπές τεχνολογίες ΑΠΕ, όπως Φ/Β σε στέγες κτιρίων ή βιομάζα κλπ., η οποία έχει εμφανιστεί παραπάνω με την ονομασία $Other_{res}$.

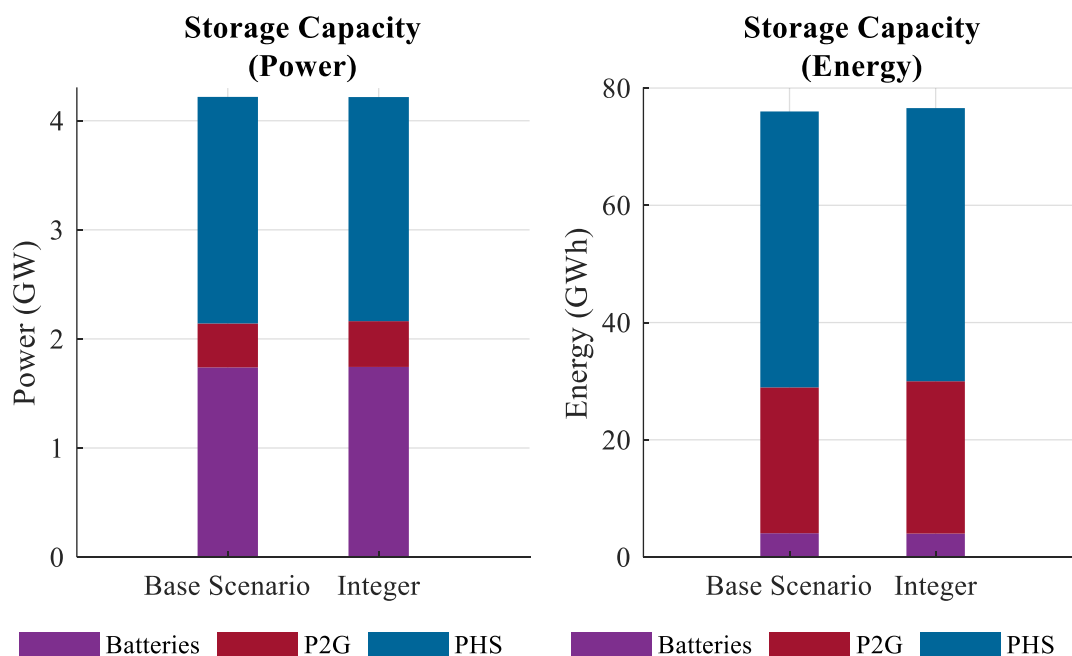
6.1.2 Μονάδες Αποθήκευσης

Οι τεχνολογίες αποθήκευσης χαρακτηρίζονται από την παραγωγική ισχύ τους και από την χωρητικότητα τους. Επομένως, τα δύο σκέλη, ενέργειας και ισχύος, μελετώνται διαφορετικά. Ταυτόχρονα, όμως, οι ώρες αποθήκευσης συνδυάζουν τα παραπάνω σε μια μόνο μετρική.



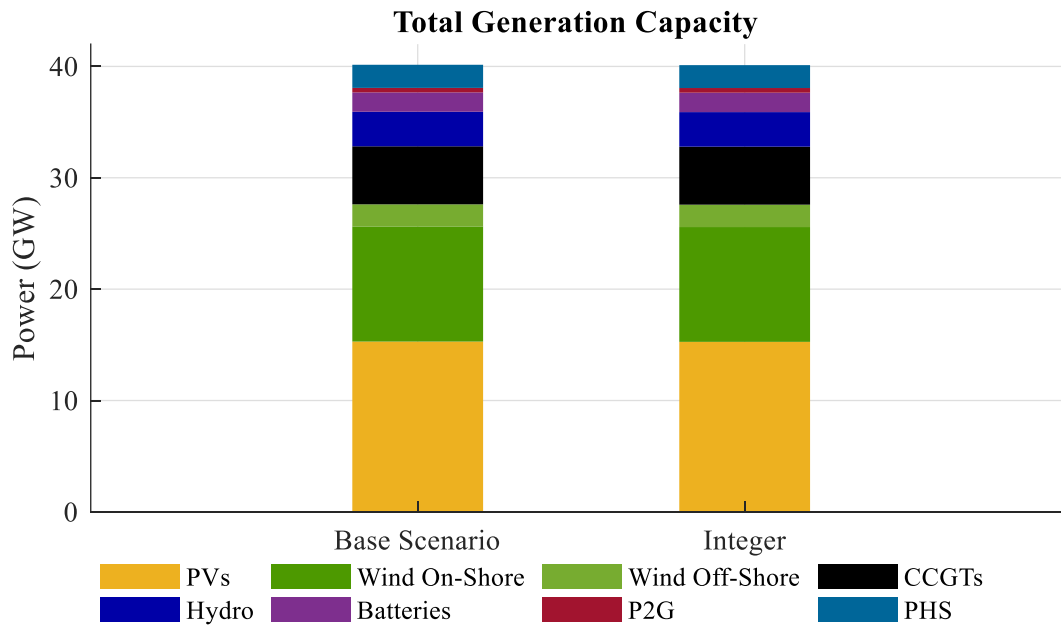
Γράφημα 6.2: Ώρες αποθήκευσης ανά αποθηκευτική τεχνολογία για integer - base σενάρια

Η παραπάνω ισότητα των ωρών αποθήκευσης κάθε τεχνολογίας θα μπορούσε να είναι τυχαία, ωστόσο παρατηρώντας και το Γράφημα 6.3, φαίνεται ότι η ενέργεια και η ισχύς όλων των τεχνολογιών είναι, ουσιαστικά, ίδιες.



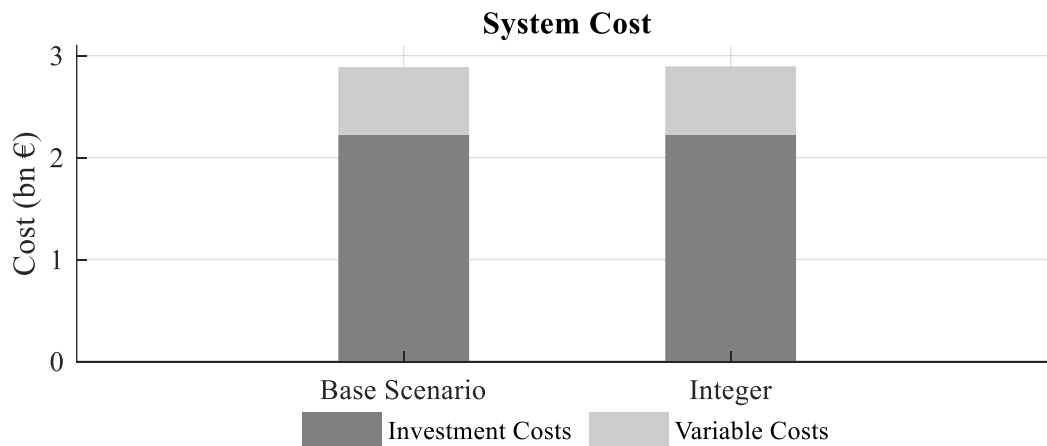
Γράφημα 6.3: Εγκατεστημένη ισχύς και ενέργεια αποθηκευτικών τεχνολογιών για integer - base σενάρια

Συνεπώς, όλες οι μονάδες παραγωγής που υπάρχουν στο σύστημα, μετά την επίλυση του προβλήματος, εμφανίζονται χωρίς διαφορές στα αποτελέσματα των δύο προσομοιώσεων.



Γράφημα 6.4: Στόλος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για integer - base σενάρια

Τέλος, συγκρίνοντας τα κόστη του συστήματος στις δύο περιπτώσεις, προκύπτουν αριθμοί με απόκλιση της τάξεως του 0.26%.



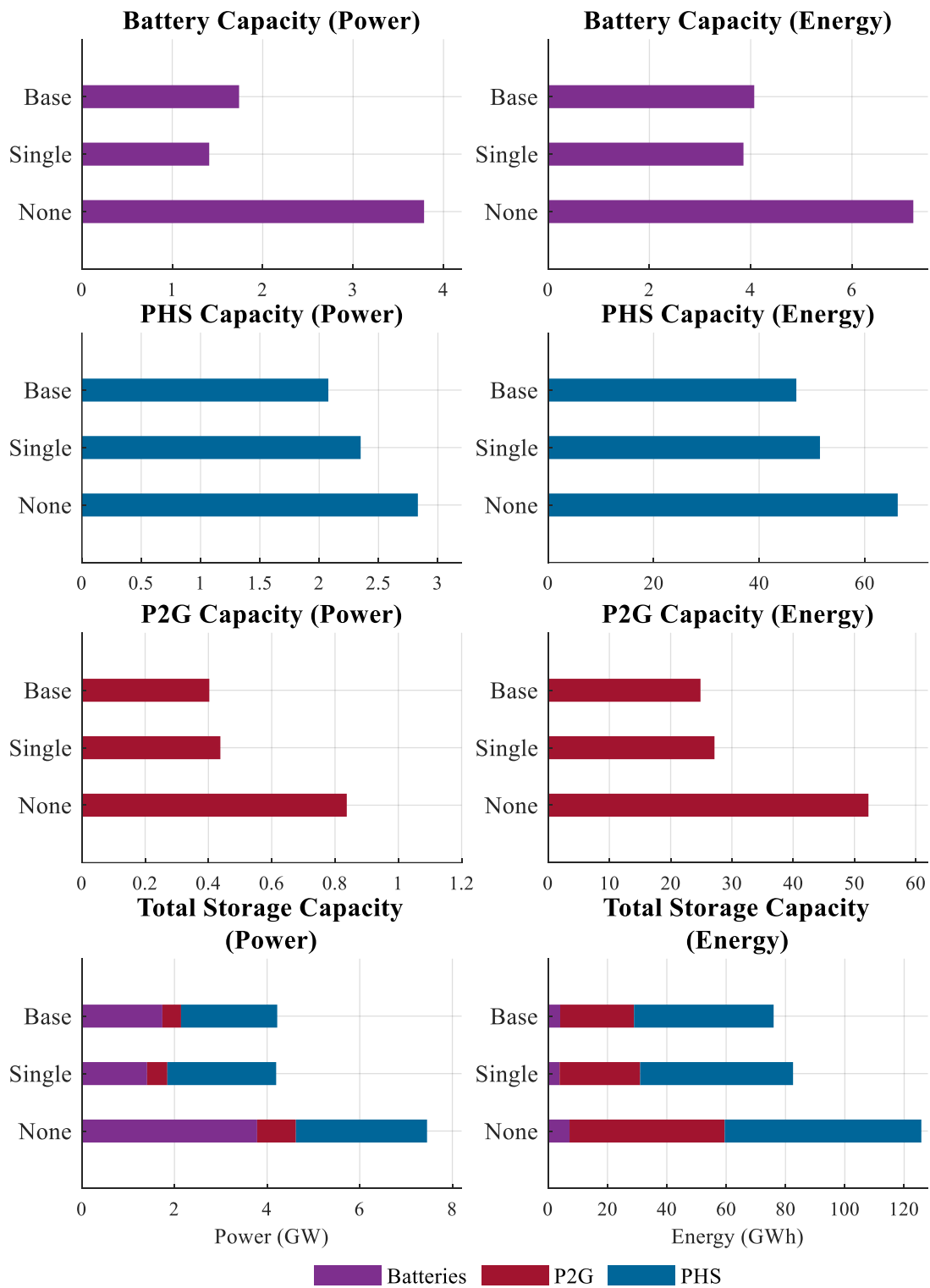
Γράφημα 6.5: Κόστος συστήματος για integer - base σενάρια

6.2 Σενάρια συνεισφοράς ΥΗΣ

Η έλλειψη ακριβούς μοντελοποίησης των υδροηλεκτρικών σταθμών οδηγεί στη μη ανάδειξη της συνεισφοράς αυτών στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ΥΗΣ, εκτός από τη συμβολή τους ως μια ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, αποτελούν και τον ακρογωνιαίο λίθο της αποθήκευσης ενέργειας. Βέβαια, η έννοια της αποθήκευσης, υπό τη μορφή της μετατροπής της ηλεκτρικής σε κάποια άλλη μορφή ενέργειας και αντιστρόφως, δεν αντικατοπτρίζεται πλήρως από τη λειτουργία των ΥΗΣ. Ωστόσο, η δυνατότητα παραγωγής όποτε είναι αυτό επιθυμητό, μέσω της διαθεσιμότητας που προσφέρουν οι τεράστιοι ταμιευτήρες κάθε σταθμού,

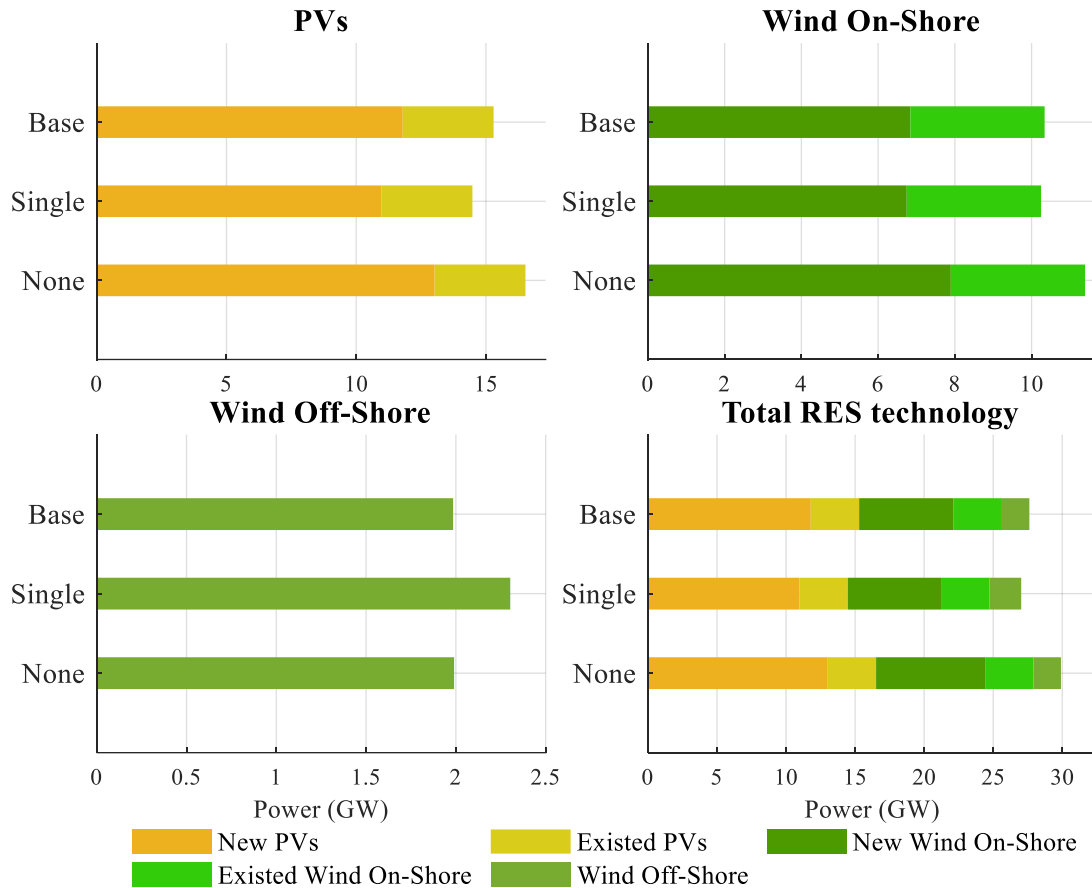
προσομοιάζει επαρκώς τη χρήση των αποθηκευτικών μέσων. Παρατηρώντας το Γράφημα 6.6, γίνεται αντιληπτό, ότι οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί δρουν ως μια αποθήκη μεγάλης διάρκειας, διότι η αποθήκευση υδρογόνου επωμίζεται το βάρος της αναπλήρωσης τους, στην περίπτωση που εκείνοι δεν εισάγονται στον αλγόριθμο. Αναφορικά με την ισχύ τους, που απουσιάζει από το σύστημα στο τρίτο σενάριο, φαίνεται ότι οι μπαταρίες, όντας το φθηνότερο μέσο, χρησιμοποιούνται περισσότερο από κάθε άλλο. Αυτό οφείλεται στην ανάγκη αναπλήρωσης στον τομέα της απόδοσης εφεδρειών, αφού οι ΥΗΣ της χώρας συνεισφέρουν καταλυτικά στην κάλυψη των αναγκών εφεδρείας του ηλεκτρικού συστήματος.

Στην περίπτωση της μοντελοποίησης όλων των υδροηλεκτρικών της χώρας σε ένα μοναδικό ταμιευτήρα με έναν υδροστρόβιλο, υπάρχουν κάποια στοιχεία, τα οποία, όπως είναι λογικό, εμφανίζονται διαφοροποιημένα. Για παράδειγμα, δεν υφίσταται η έννοια της άντλησης, η οποία πραγματοποιείται μέσω των σταθμών της Σφηκιάς και του Θησαυρού, καθώς για να επιτευχθεί κάτι τέτοιο, θα έπρεπε να μοντελοποιηθεί τόσο ο ανάντη, όσο και ο κατόντη ταμιευτήρας του εκάστοτε σταθμού. Για το λόγο αυτό, ενώ η συνολική αποθηκευτική ισχύς παραμένει σταθερή, η ισχύς της αντλησιοταμίευσης είναι η μόνη που αυξάνεται αισθητά, αναπληρώνοντας την άντληση των μεγάλων σταθμών της χώρας, σε βάρος βέβαια της ισχύος των μπαταριών. Οι μπαταρίες, μειώνονται καθώς η αποθηκευτική ισχύς καλύπτεται, πλέον, από την αυξημένη ισχύ των αποθηκών υδρογόνου και της αντλησιοταμίευσης.

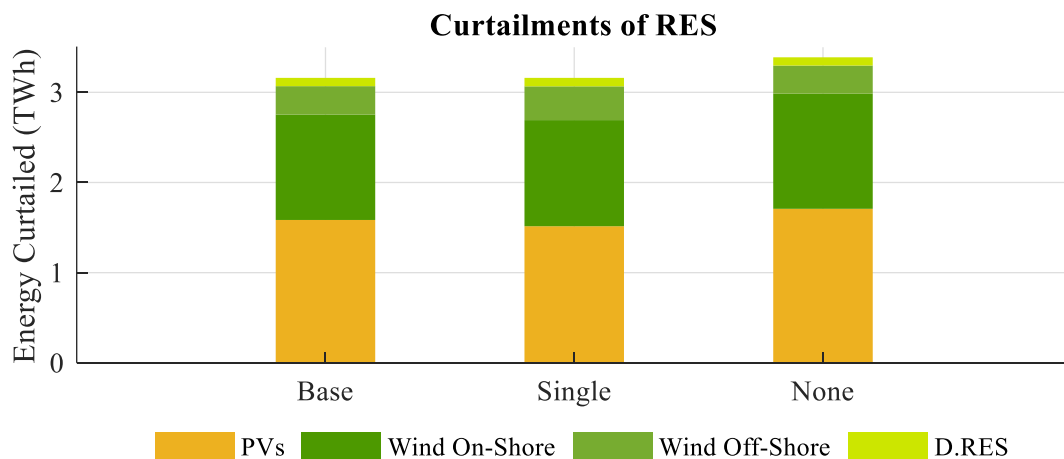


Γράφημα 6.6: Εγκατεστημένη ισχύς και ενέργεια αποθηκευτικών τεχνολογιών για διαφορετικά σενάρια μοντελοποίησης υδροηλεκτρικών σταθμών

Εν συνεχεία, όταν απουσιάζει πλήρως η υδροηλεκτρική παραγωγή, η διεύθυνση της τάξεως του 90% οφείλει να καλυφθεί εξ ολοκλήρου από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Συνεπώς, η εγκατεστημένη ισχύς τους τείνει να αυξηθεί, ώστε να επιτευχθούν οι στόχοι. Το ίδιο προφανώς συμβαίνει και στις περικοπές αυτών.



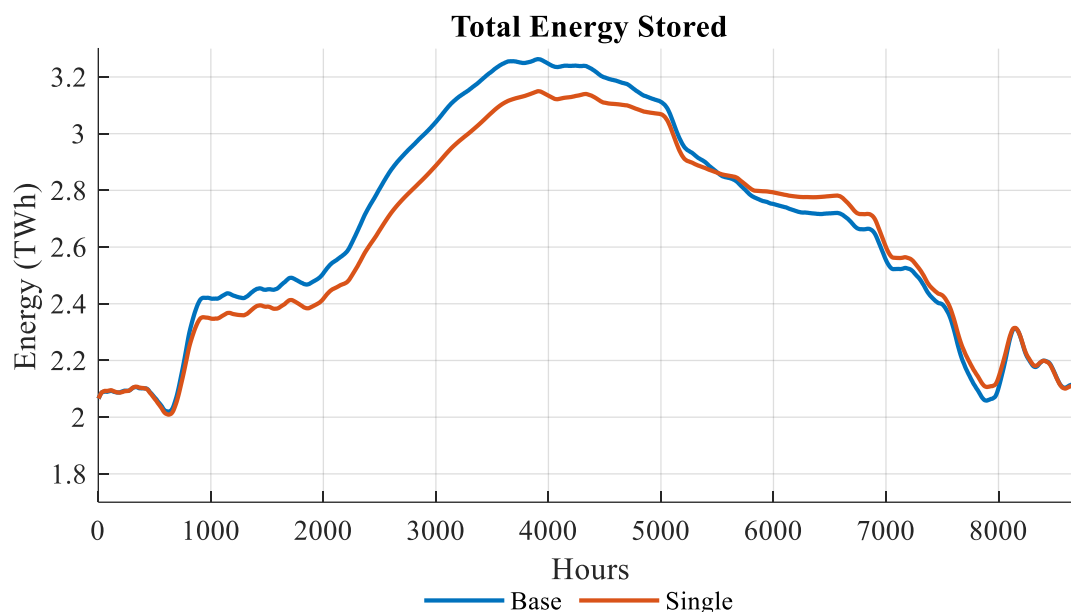
Γράφημα 6.7: Ισχύς νέων τεχνολογιών ΑΠΕ και ενέργεια που περικόπτεται ανά τεχνολογία για διαφορετικά σενάρια μοντελοποίησης υδροηλεκτρικών σταθμών



Γράφημα 6.8: Ενέργεια που περικόπτεται ανά τεχνολογία για διαφορετικά σενάρια μοντελοποίησης υδροηλεκτρικών σταθμών

Η απλοποίηση στην εισαγωγή της λειτουργίας των υδροηλεκτρικών σταθμών στον αλγόριθμο, καταλήγει, όπως φαίνεται, σε κοντινά αποτελέσματα, τόσο στην πλευρά της εγκατεστημένης

ισχύος νέων τεχνολογιών ΑΠΕ και αποθηκευτικών μέσων, όσο και στην πλευρά της συνολικής λειτουργίας εντός του έτους. Χαρακτηριστικά, η συνολική αποθηκευμένη ενέργεια κατά τη διάρκεια του χρόνου ακολουθεί παρόμοια πορεία και στις δύο προσομοιώσεις.

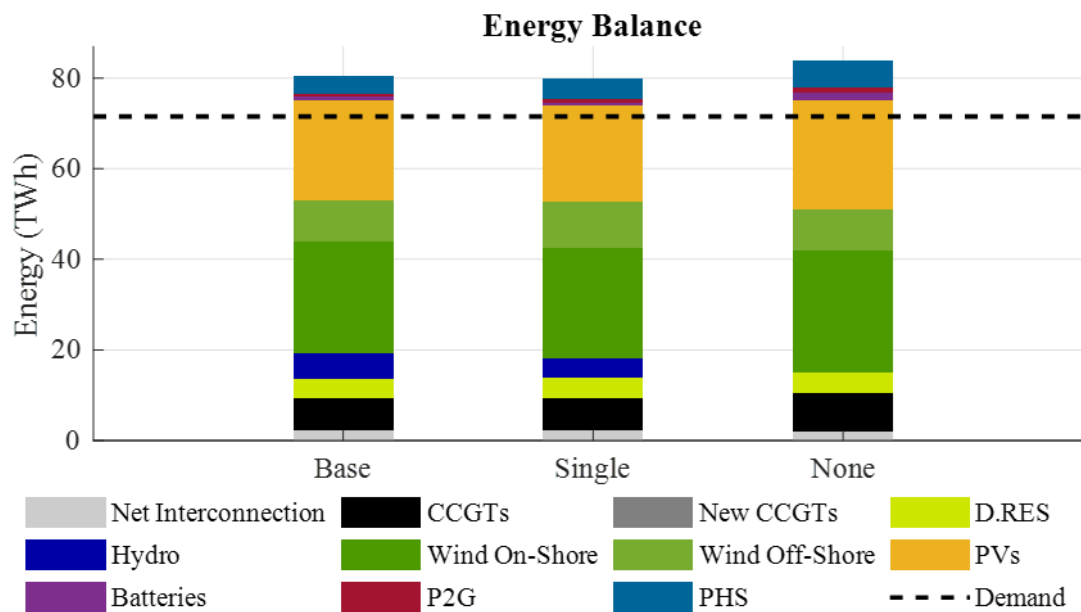


Γράφημα 6.9: Αποθηκευμένη ενέργεια στο σύνολο των ταμιευτήρων της χώρας για διαφορετικά σενάρια μοντελοποίησης υδροηλεκτρικών σταθμών

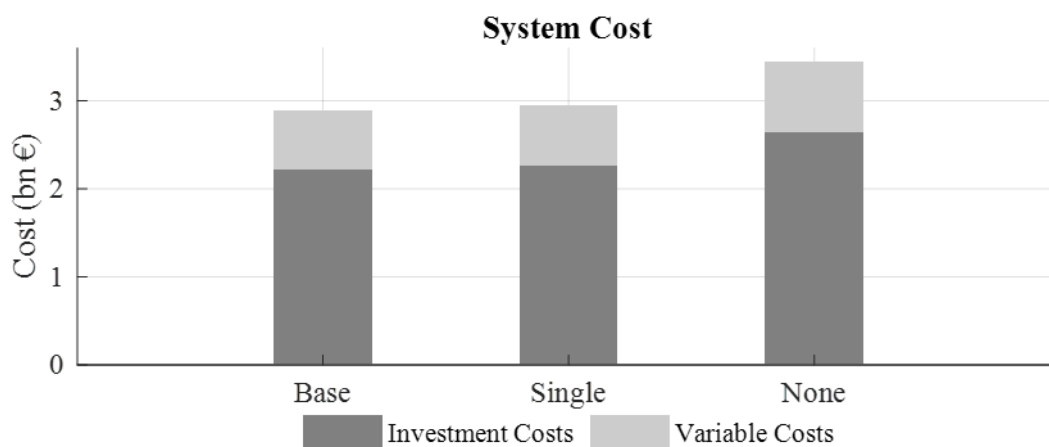
Παρόλα αυτά, οι καμπύλες αναφοράς για τις στάθμες των επιμέρους ταμιευτήρων που απαρτίζουν το σύστημα υδροηλεκτρικής ενέργειας της χώρας, είναι αδύνατο να εξαχθούν μέσω του ενιαίου ταμιευτήρα που λαμβάνεται υπόψη στο σενάριο της απλουστευμένης εκδοχής των ΥΗΣ.

Επιπλέον, γίνεται αντιληπτό, από το Γράφημα 6.10, ότι η συνολική υδροηλεκτρική ενέργεια που αποδίδεται στις δύο περιπτώσεις είναι σημαντικά διαφορετική εξαιτίας της δυνατότητας πραγματοποίησης άντλησης. Επομένως, θεωρείται απαραίτητη η πλήρης μοντελοποίηση κάθε υδροηλεκτρικού σταθμού ξεχωριστά, για να βελτιωθεί η ανάλυση του μοντέλου.

Ωστόσο, για την εξαγωγή γενικών αποτελεσμάτων, αναλογιζόμενοι και τη διαφορά στο χρόνο εκτέλεσης κάθε προσομοίωσης, ο αλγόριθμος με τη χρησιμοποίηση ενός ενιαίου ΥΗΣ θεωρείται αρκετά αποδοτικός, αφού πέρα από τα αποτελέσματα, ακόμα και το κόστος του συστήματος συγκλίνει στις δύο περιπτώσεις.



Γράφημα 6.10: Απόδοση ενέργειας ανά τεχνολογία για διαφορετικά σενάρια μοντελοποίησης υδροηλεκτρικών σταθμών



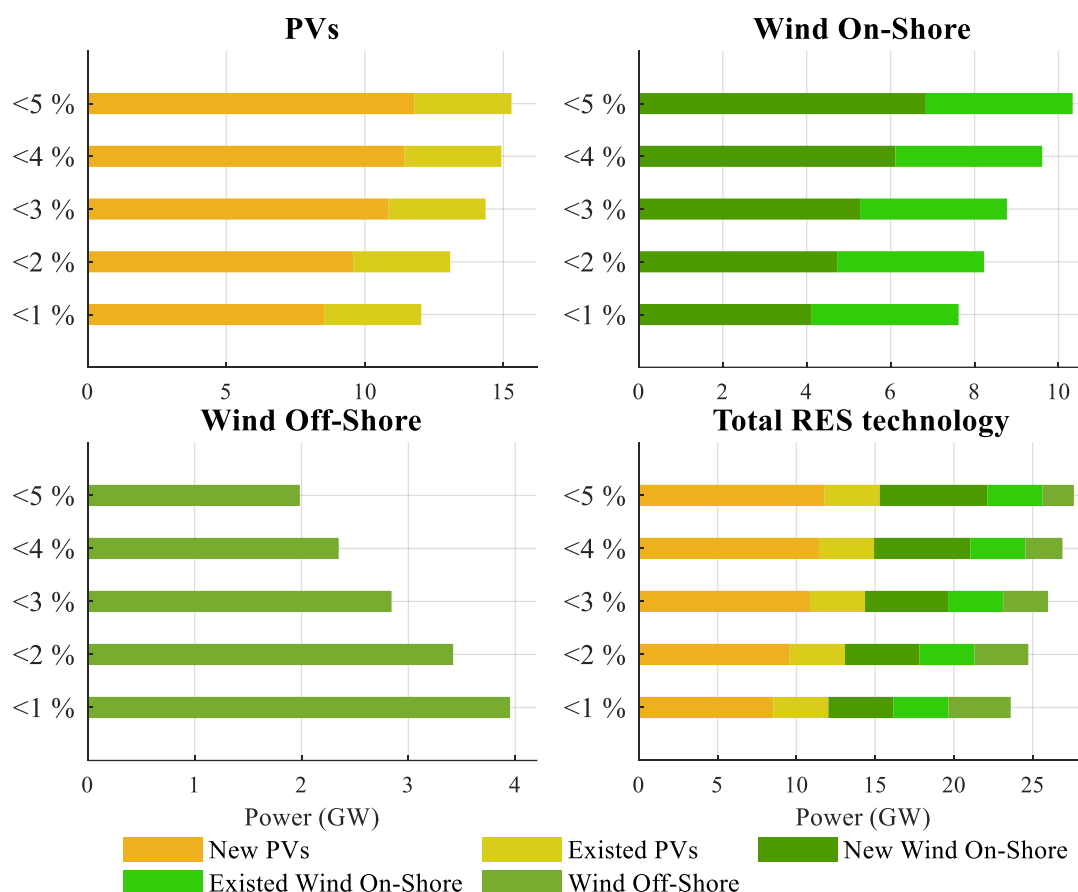
Γράφημα 6.11: Κόστος συστήματος για διαφορετικά σενάρια μοντελοποίησης υδροηλεκτρικών σταθμών

6.3 Σενάρια εναλλακτικών περικοπών

Στα σενάρια εναλλακτικών περικοπών, η διείσδυση ΑΠΕ στο σύστημα είναι της τάξεως του 90%, ενώ όλες οι υπόλοιπες τιμές των παραμέτρων παραμένουν σταθερές. Ο στόχος περικοπών μειώνεται κατά 1% ανά σενάριο, ξεκινώντας από το 5% και καταλήγοντας στο 1%. Τα αποτελέσματα αναλύονται εκτενώς παρακάτω.

6.3.1 Νέες Τεχνολογίες ΑΠΕ

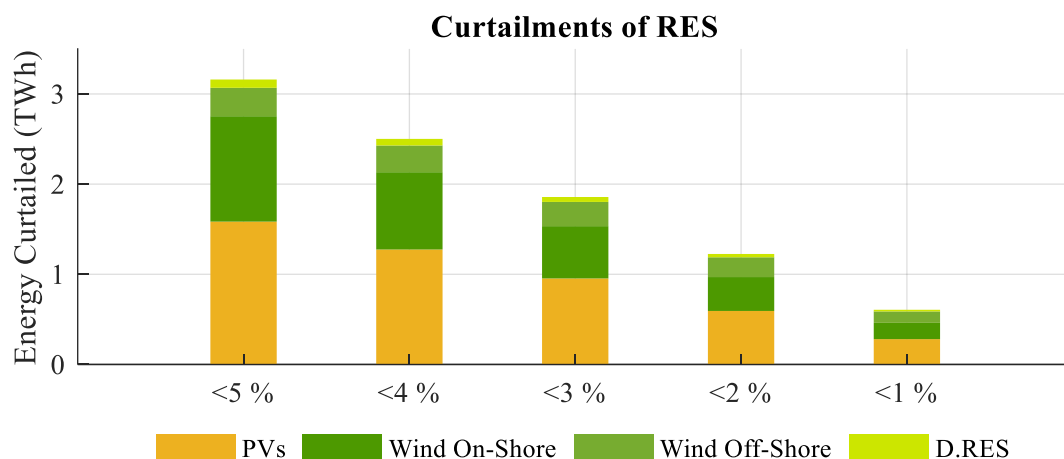
Οι νέες τεχνολογίες, που εισάγονται στο ηλεκτρικό σύστημα, αφορούν αποκλειστικά μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Όπως είναι αναμενόμενο, ο αλγόριθμος δεν επιλέγει να εισάγει νέες μονάδες φυσικού αερίου, καθότι οι ήδη υφιστάμενες μονάδες διαθέτουν μέγιστη ισχύ που ξεπερνάει τα 5 GW και είναι υπεραρκετές για την κάλυψη της ζήτησης και των εφεδρειών, με ταυτόχρονη διείσδυση των ΑΠΕ στα επίπεδα του 90%.



Γράφημα 6.12: Ισχύς νέων τεχνολογιών ΑΠΕ για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

Η μείωση της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ και η ταυτόχρονη αναδιαμόρφωση του μείγματος ανανεώσιμων πηγών, με αύξηση στη χρήση της τεχνολογίας με το μεγαλύτερο capacity factor ($Wind^{off-shore}$) είναι εμφανής. Η αιτία αυτής της συμπεριφοράς είναι η ανάγκη για αύξηση του ταυτοχρονισμού της παραγωγής ΑΠΕ με τη ζήτηση. Με άλλα λόγια, για να

μειωθεί η συμφόρηση της παραγωγής κατά τις μεσημβρινές ώρες, γεγονός που οφείλεται στην εκτενή χρήση Φ/Β, επιλέγεται η ακριβότερη λύση των υπεράκτιων αιολικών πάρκων. Κάτι τέτοιο συμβαίνει λόγω της ομαλότερης κατανομής της παραγωγής τους εντός της ημέρας, σε αντίθεση με τα Φ/Β, που παρουσιάζουν εστιασμένη παραγωγή. Εφόσον, λοιπόν, ο στόχος διείσδυσης είναι σταθερός, το μοντέλο οδηγείται σε μειωμένη εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, αλλά με μεγαλύτερο συνολικό βαθμό απόδοσης και αρτιότερη διακύμανση της παραγωγής μέσα στην ημέρα.

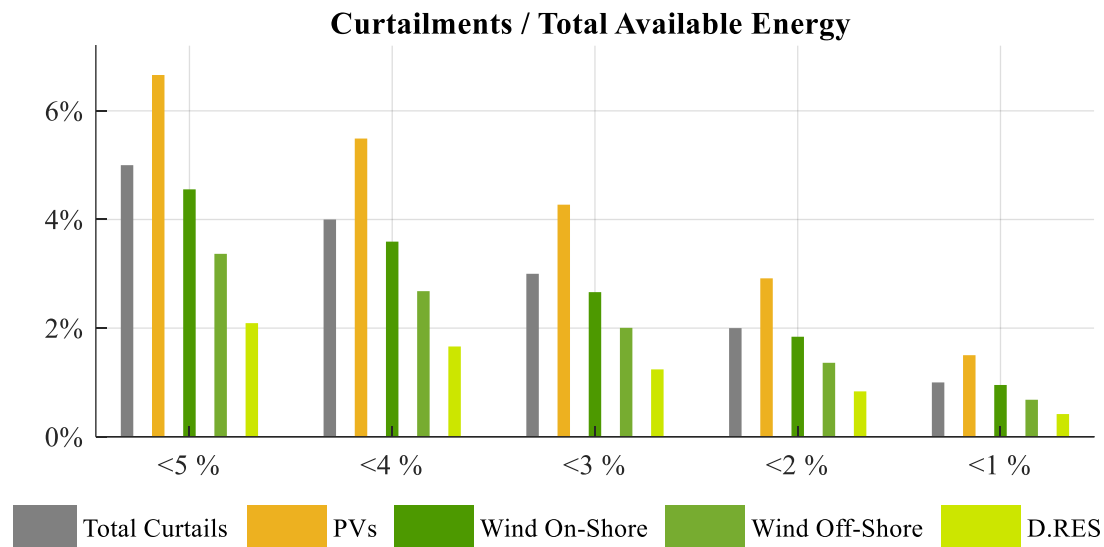


Γράφημα 6.13: Ενέργεια που περικόπτεται ανά τεχνολογία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

Παρατηρώντας τις περικοπές ανά τεχνολογία ΑΠΕ, καταλήγει κανείς στο συμπέρασμα ότι η μείωση κατά 1% ανά σενάριο οδηγεί σε μια σταθερή, πλην όμως ελάχιστα δυσανάλογη μείωση ανά τεχνολογία. Κοινώς, με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος υπεράκτιων Α/Π και τη μείωση των χερσαίων, οι περικοπές τους μειώνονται με διαφορετικό ρυθμό. Φαίνεται, λοιπόν, ότι στα on-shore Α/Π μειώνεται πολύ ταχύτερα η ενέργεια που περικόπτεται. Ο καταμερισμός των περικοπών κάθε τεχνολογίας πραγματοποιείται μέσω του αναλογικού διαχωρισμού τους κάθε ώρα, βάσει της διαθέσιμης ισχύος ανά τεχνολογία την ώρα εκείνη.

Επιπλέον, μελετώντας τις περικοπές ως προς τη διαθέσιμη ισχύ κάθε τεχνολογίας ξεχωριστά, φαίνεται πως δεν παρατηρείται κάποια ιδιαίτερη διαφορά σε κάθε σενάριο, σύμφωνα με το Γράφημα 6.14. Έτσι, όπως αναμενόταν, η ενέργεια που παράγεται από τα Φ/Β επιδέχεται ποσοστιαία τις περισσότερες περικοπές σε όλα τα σενάρια, γεγονός που εξηγείται από την εστιασμένη παραγωγή αυτών.

Είναι αξιοσημείωτο δε, ότι παρότι το συνολικό ποσοστό των περικοπών ισούται με 5%-1%, ανά σενάριο αντίστοιχα, το ποσοστό των επιμέρους περικοπών είναι διαφορετικό ανά τεχνολογία. Επομένως, για να επιτευχθούν περικοπές για κάθε μια ξεχωριστή τεχνολογία μικρότερες από ένα ποσοστό, τότε οι συνολικές περικοπές θα πρέπει να μειωθούν ακόμα περισσότερο.



Γράφημα 6.14: Περικοπές ανά τεχνολογία ως προς τη διαθέσιμη συνολική ισχύ της για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

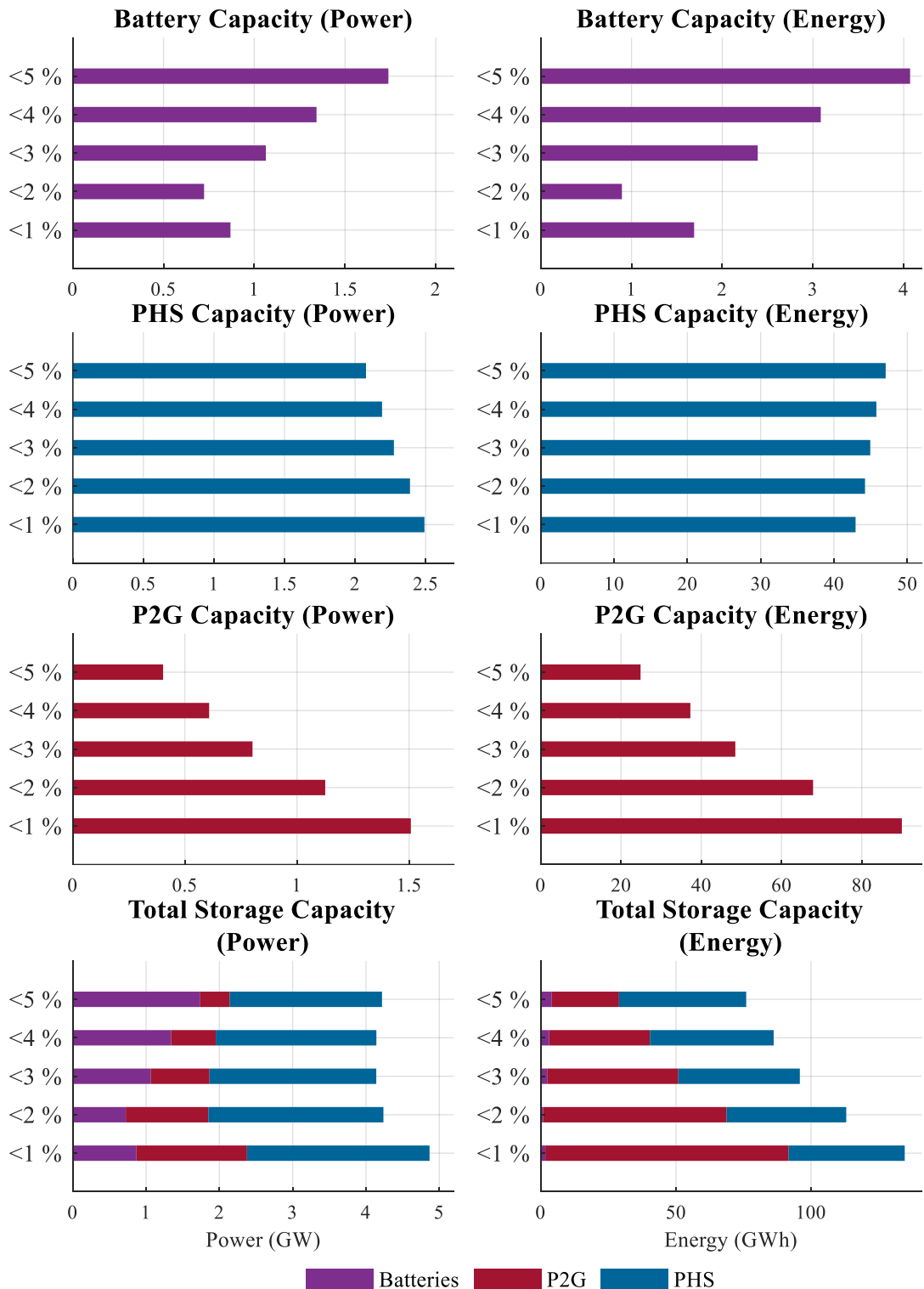
6.3.2 Μονάδες Αποθήκευσης

Αναφορικά με τις τεχνολογίες αποθήκευσης, οι οποίες και εγκαθίστανται στο σύστημα, είναι ξεκάθαρη η ανάγκη για ευρύτερη χρήση αποθήκευσης υδρογόνου. Ταυτόχρονα, η μείωση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ που αναδείχθηκε παραπάνω, οδηγεί σε μείωση της απαίτησης εφεδρειών του συστήματος. Είναι γνωστό, ότι οι μπαταρίες ιόντων λιθίου χρησιμοποιούνται κυρίως για την κάλυψη των εφεδρειών και για το λόγο αυτό, παρατηρείται αναλογική μείωση τόσο της εγκατεστημένης ισχύος, όσο και της εγκατεστημένης ενέργειας αυτών.

Επιπρόσθετα, η ανεξάρτητη αντλησιοταμίευση, έχοντας τη μικρότερη συνεισφορά στις εφεδρείες του συστήματος, διατηρεί μια μικρή ανοδική πορεία, η οποία θα μπορούσε να χαρακτηριστεί ως ανεπαίσθητη, αναφορικά με το σκέλος ισχύος της. Στο σκέλος της ενέργειας, όμως, μειώνεται ελάχιστα κατά τη μείωση των περικοπών. Συνολικά, θα μπορούσε να πει κανείς ότι διατηρεί παρόμοια τάση.

Τέλος, η αύξηση της ισχύος του P2G οδηγεί και σε ανάλογη αύξηση του σκέλους της ενέργειας, το οποίο και είναι φθηνότερο εν συγκρίσει με οποιαδήποτε άλλη μορφή αποθήκευσης. Η ύπαρξη περισσότερων Off – Shore αιολικών, οδηγεί σε υπέρογκα ποσά ενέργειας που οφείλουν να αποθηκευτούν για περισσότερες από μια ημέρες. Επομένως, η χρήση μακροχρόνιας αποθήκευσης είναι αναγκαία.

Όλα τα παραπάνω συνοψίζονται στο Γράφημα 6.15.

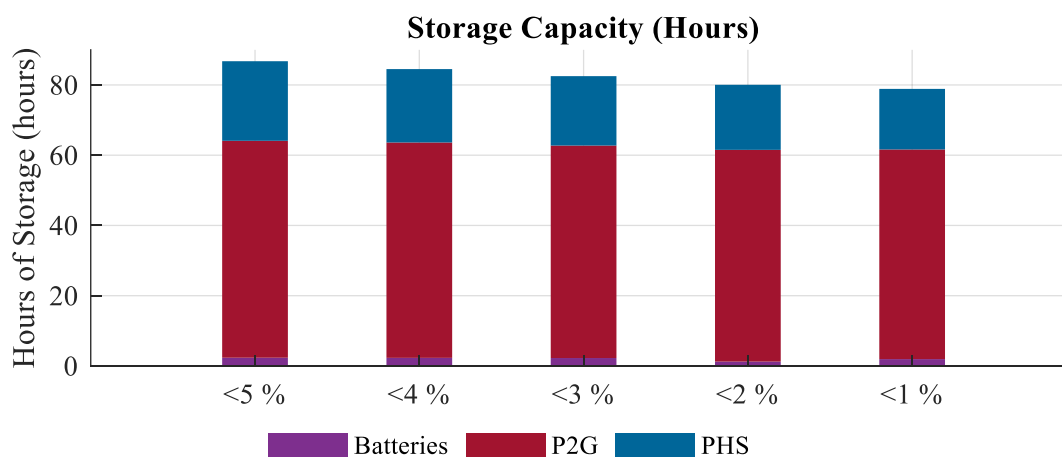


Γράφημα 6.15: Εγκατεστημένη ισχύς και ενέργεια αποθηκευτικών τεχνολογιών για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

Ειδικότερα για τις μπαταρίες, οι οποίες ακολουθούν την πτωτική τάση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ, φαίνεται να αυξάνουν την ισχύ τους για την επίτευξη περικοπών της τάξεως του <1%. Κάτι τέτοιο συμβαίνει εξαιτίας μίας αλυσιδωτής διαδικασίας. Η ισχύς των μπαταριών αξιοποιείται κυρίως για την αποτελεσματική κάλυψη των εφεδρειών, όπως προαναφέρθηκε. Παρόλα αυτά για να επιτευχθεί ένας στόχος διείσδυσης επίπεδου 90%, με ταυτόχρονη μεγάλη

μείωση των περικοπών, είναι αναγκαία η ύπαρξη επαρκούς αποθηκευτικής ισχύος. Είναι εμφανές, ότι η ισχύς όλων των τεχνολογιών αυξάνεται ανεξαιρέτως. Συνεπώς, δε θα μπορούσε να συμβαίνει κάτι διαφορετικό και με τις μπαταρίες, όταν κάτι τέτοιο γίνεται πλέον αναπόφευκτο, αφού αποτελούν και τη φθηνότερη επιλογή στον τομέα της ισχύος. Με άλλα λόγια, η ανάγκη για αποθηκευτική ισχύ είναι αρκετά υψηλότερη από την αντίστοιχη ανάγκη που προκύπτει από τη μείωση των εφεδρειών.

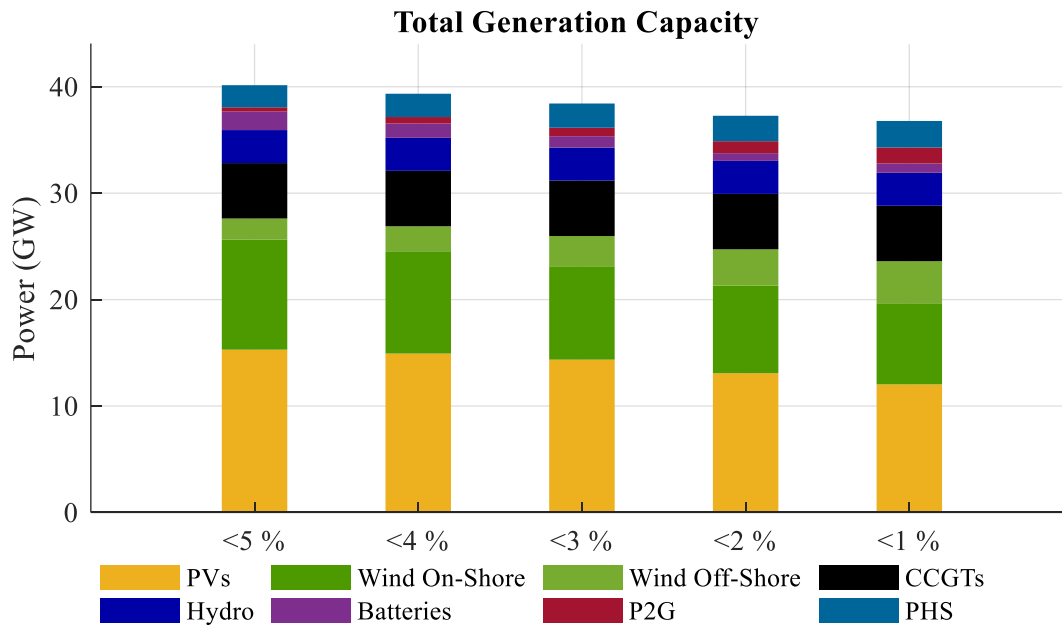
Τέλος, στο Γράφημα 6.16 εμφανίζονται οι ισοδύναμες ώρες αποθήκευσης ανά τεχνολογία. Όπως φαίνεται, οι ώρες αποθήκευσης του P2G παραμένουν σχεδόν αμετάβλητες, σε αντίθεση με τις ώρες της αντλησιοταμίευσης, οι οποίες σταδιακά μειώνονται ελαφρώς. Η εξήγηση έρχεται από τα απόλυτα νούμερα της χωρητικότητας κάθε τεχνολογίας, σε συνδυασμό με τα κόστη επένδυσης στο σκέλος της ενέργειας. Η πολύ φθηνή ενέργεια που προσφέρεται από την αποθήκευση υδρογόνου, οδηγεί σε μια μικρή μείωση της χωρητικότητας της αντλησιοταμίευσης. Η μικρή αύξηση, ωστόσο, τους σκέλους της ισχύος της, οδηγεί την τεχνολογία σε μειωμένες ώρες. Παρά ταύτα, οι διαφορές που εντοπίζονται μπορούν να χαρακτηριστούν ως ασήμαντες.



Γράφημα 6.16: Ώρες αποθήκευσης ανά αποθηκευτική τεχνολογία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

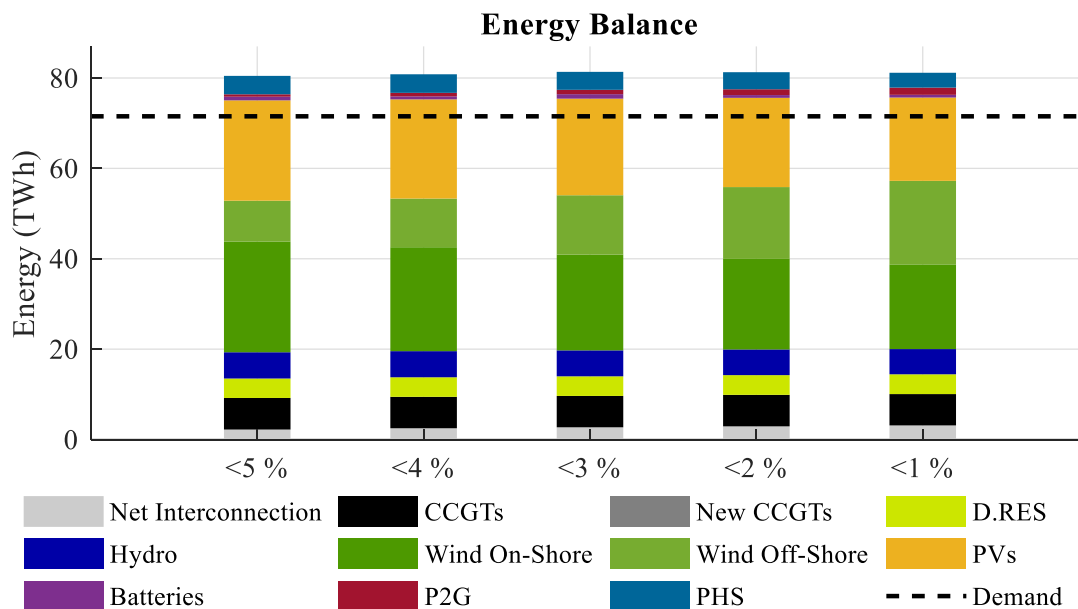
6.3.3 Ενεργειακή Συνεισφορά

Συνολικά, λοιπόν, στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας υπάρχει, ανά σενάριο, ο παραγωγικός στόλος, που απεικονίζεται στο Γράφημα 6.17. Τη μερίδα του λέοντος κατέχουν, αναμενόμενα, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων ΦΑ και των ΥΗΣ παραμένει σταθερή.

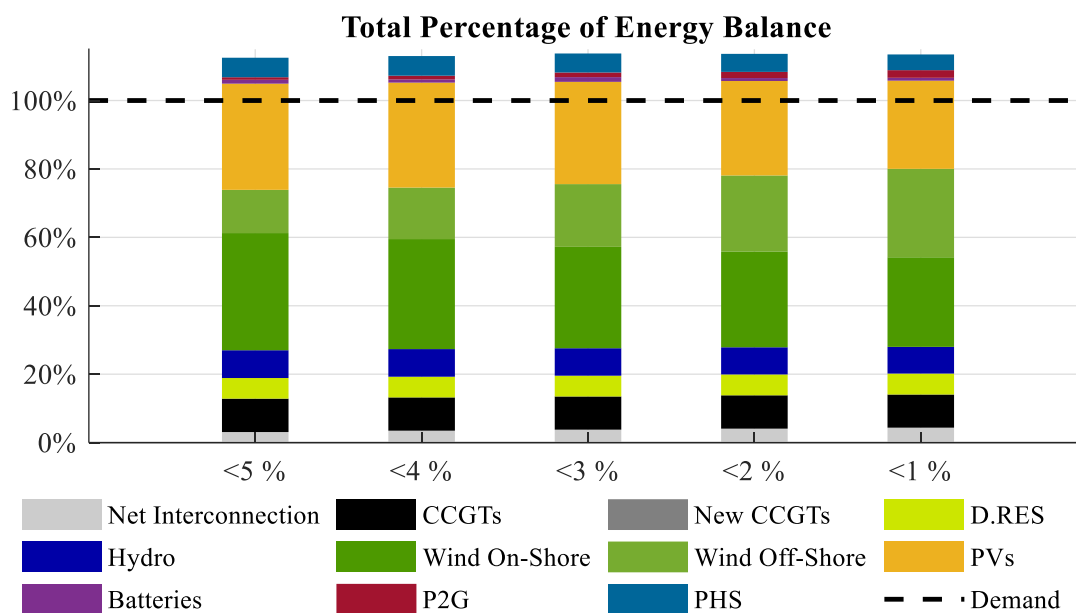


Γράφημα 6.17: Στόλος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

Κάθε τεχνολογία, που υπάγεται στον ενεργειακό στόλο της χώρας, συνεισφέρει στη συνολική κάλυψη της ζήτησης σύμφωνα με το Γράφημα 6.18. Η ενέργεια που μεταφέρεται στις διασυνδέσεις με τις γειτονικές χώρες εισάγεται στο γράφημα ως η διαφορά μεταξύ των συνολικών εξαγωγών και των συνολικών εισαγωγών. Η υπερκάλυψη της ζήτησης προβάλλει την ενέργεια που καταναλώνεται για τη φόρτιση των αποθηκευτικών τεχνολογιών.

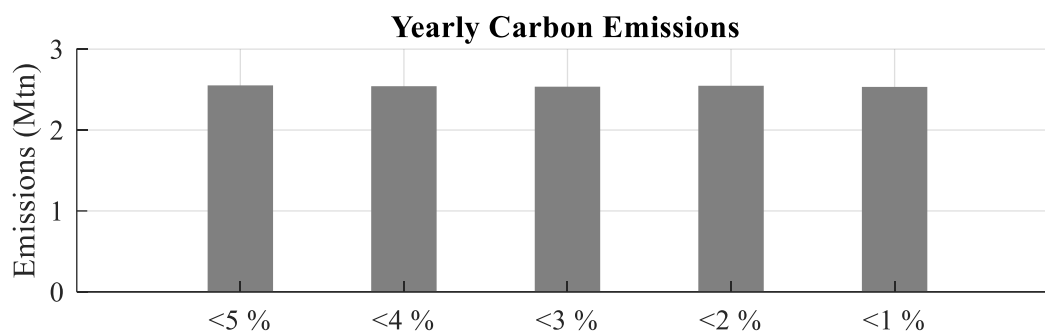


Γράφημα 6.18: Ενεργειακή συνεισφορά ανά τεχνολογία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών



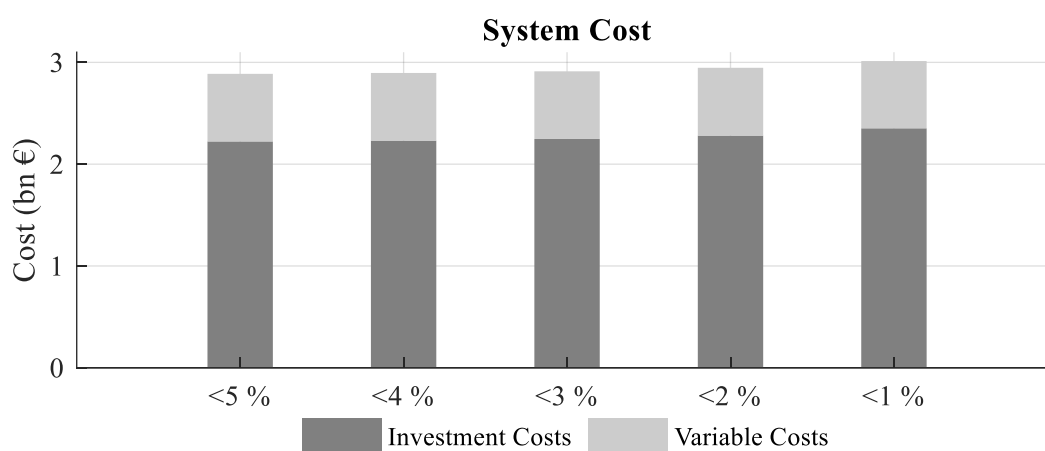
Γράφημα 6.19: Ποσοστιαία ενεργειακή συνεισφορά ανά τεχνολογία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας καταλαμβάνουν, όπως είναι προφανές, και εδώ το μεγαλύτερο μερίδιο στην παραγόμενη ενέργεια. Επιπλέον, μια προσεκτική ματιά στα αποτελέσματα, αναδεικνύει την αύξηση της διαφοράς μεταξύ της εισαγόμενης και της εξαγόμενης ενέργειας. Κάτι τέτοιο, προκύπτει, κυρίως, από τη μείωση των εξαγωγών, εξαιτίας της μεταβολής του μείγματος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, όταν στο σύστημα κατά τις μεσημβρινές ώρες δεν εμφανίζεται επαρκής παραγωγή, εξαιτίας της μείωσης των φωτοβολταϊκών μονάδων, η περίσσεια ΑΠΕ, επομένως και οι περικοπές αυτών, ελαττώνονται και άρα αντίστοιχα πράττουν και οι εξαγωγές. Με άλλα λόγια, το σύστημα δεν επωφελείται πλέον, ως προς τη μείωση των περικοπών, μέσω της πώλησης της ενέργειας στις γειτονικές χώρες. Η ταυτόχρονη μείωση της ισχύος των μπαταριών ενισχύει το παραπάνω φαινόμενο, ενώ, παράλληλα, οδηγεί σε μικρότερη ενδοημερήσια εκμετάλλευση της μεσημβρινής ανανεώσιμης παραγωγικής αιχμής. Ως αποτέλεσμα επέρχεται η μικρή αύξηση των εισαγωγών. Τέλος, φαίνεται ότι η παραγωγή των μονάδων ΦΑ παραμένει, ουσιαστικά, σταθερή σε όλα τα σενάρια. Η αμετάβλητη λειτουργία των συμβατικών μονάδων αποτυπώνεται και στους ρύπους CO₂ που εκπέμπει ετήσια η χώρα σε κάθε σενάριο και συνοψίζονται στο Γράφημα 6.20.



Γράφημα 6.20: Εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

Βάσει της εγκατεστημένης ισχύος κάθε τεχνολογίας, όπως και της ετήσιας λειτουργίας τους, προκύπτει το κόστος του συστήματος για κάθε σενάριο στο Γράφημα 6.21.

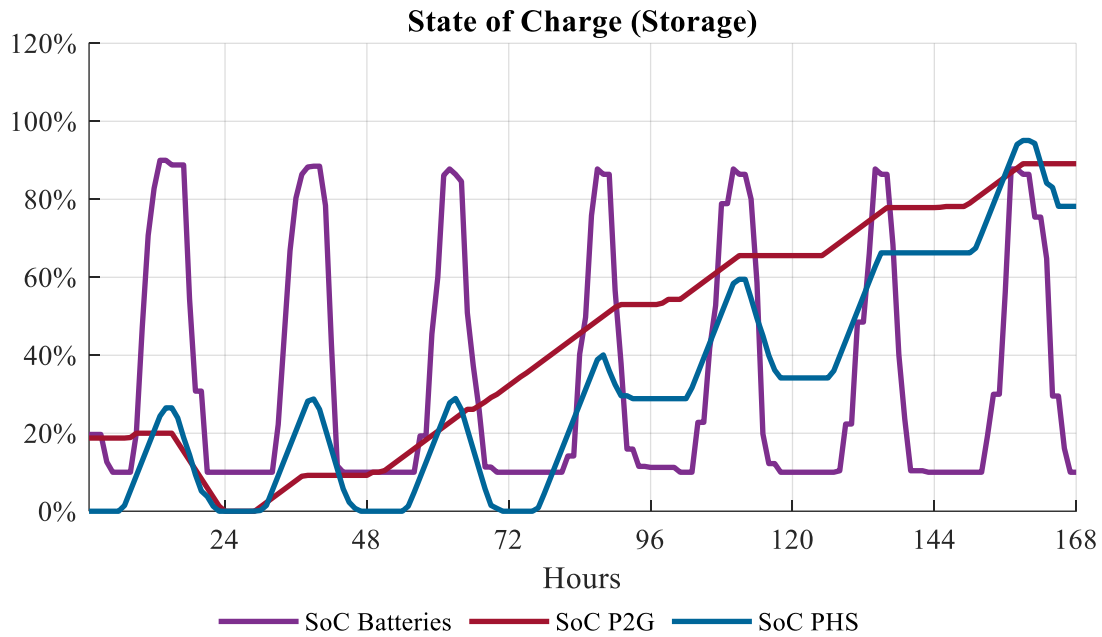


Γράφημα 6.21: Κόστος συστήματος για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

Ενώ, λοιπόν, το μεταβλητό κόστος του συστήματος παραμένει σχεδόν σταθερό, τα κόστη που προβλέπονται για νέες επενδύσεις έχουν μια μικρή ανοδική τάση. Παρόλα αυτά, το συνολικό κόστος έχει πολύ μικρή διακύμανση. Συνεπώς, ο αλγόριθμος εξισορροπεί τα κόστη επένδυσης με τα μεταβλητά κόστη για τη λειτουργία του συστήματος, καταλήγοντας σε παρόμοιο συνολικό κόστος σε κάθε περίπτωση.

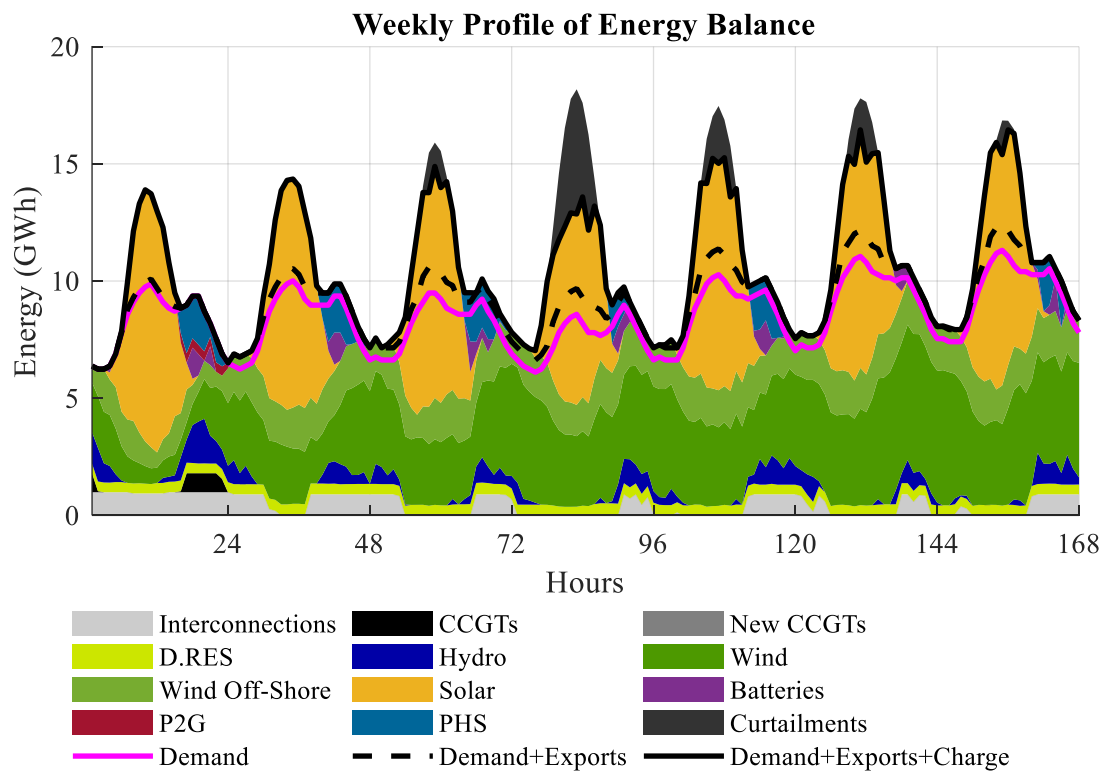
6.3.4 Λειτουργία Συστήματος

Είναι γεγονός, ότι οι μπαταρίες, έχοντας μικρή χωρητικότητα και υψηλή ικανότητα στιγμιαίας παραγωγής, χρησιμοποιούνται, ευρέως, εντός της ημέρας για την εξομάλυνση του φορτίου. Ουσιαστικά, εμφανίζουν ημερήσιο κύκλο φόρτισης/εκφόρτισης, αφού η λειτουργία τους μεταφράζεται σε φόρτιση κατά την ύπαρξη περίσσειας παραγωγής από ΑΠΕ τις μεσημβρινές ώρες και εκφόρτιση κατά τη βραδινή αύξηση της ζήτησης. Τα παραπάνω διακρίνονται ξεκάθαρα από το Γράφημα 6.22, στο οποίο απεικονίζεται η κατάσταση φόρτισης των τεχνολογιών αποθήκευσης σε βάθος μιας εβδομάδας, για το σενάριο των περικοπών της τάξεως του <5%.



Γράφημα 6.22: Κατάσταση φόρτισης αποθηκευτικών τεχνολογιών για μία εβδομάδα και για επίπεδο περικοπών <5%

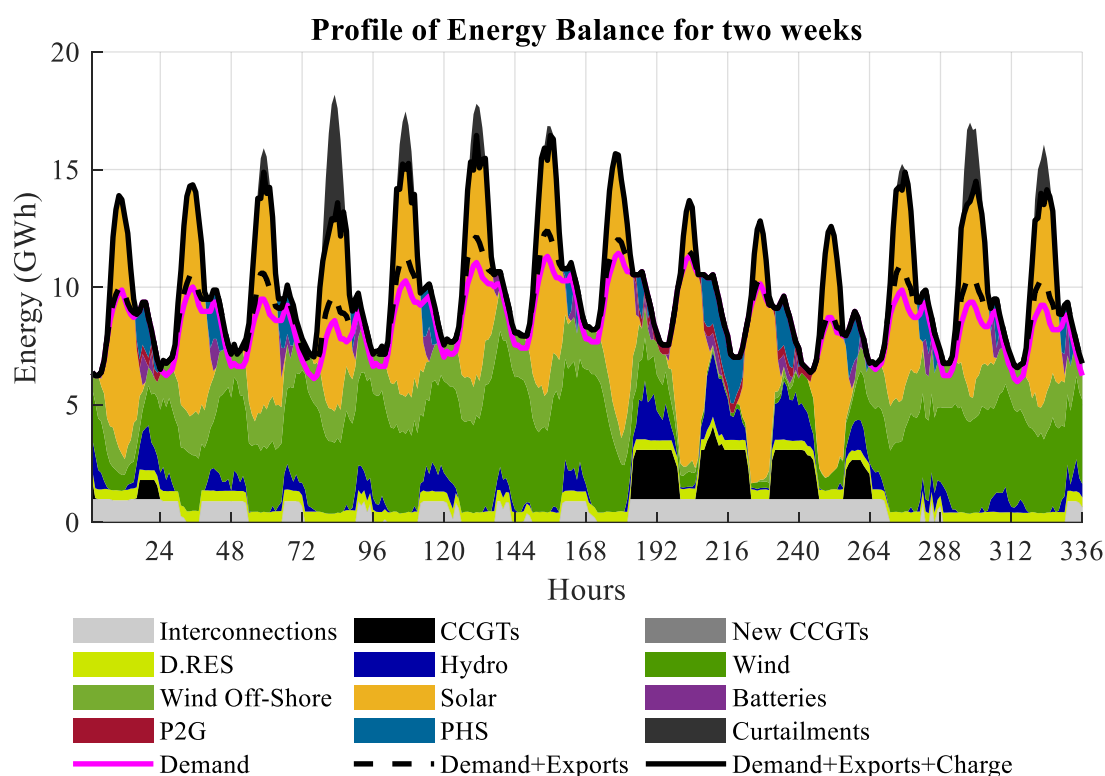
Σε αντίθεση με τις μπαταρίες, η αντλησιοταμίευση, εκμεταλλεζόμενη τις περισσότερες ώρες αποθήκευσης που διαθέτει, φαίνεται να ανταπεξέρχεται και σε υπερημερήσιους κύκλους λειτουργίας. Πιο συγκεκριμένα, εκτός της ημερήσιας λειτουργίας, φαίνεται ότι αποθηκεύεται ενέργεια μέσω αντλησιοταμίευσης και σε βάθος περισσότερων ημερών.



Γράφημα 6.23: Ενεργειακό ισοζύγιο για μια εβδομάδα και για επίπεδο περικοπών <5%

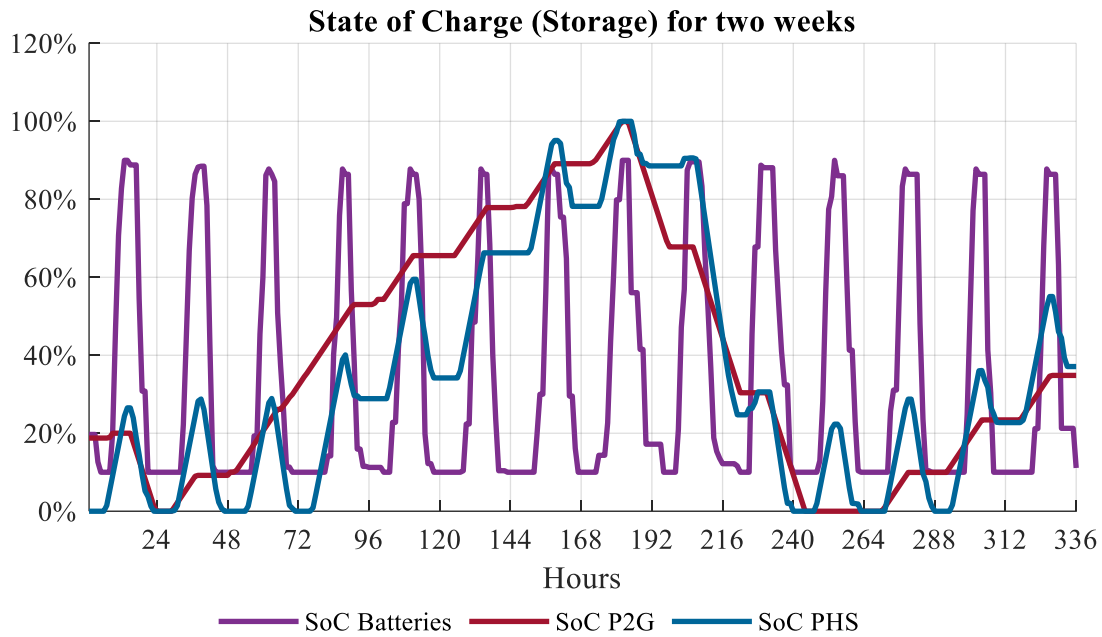
Είναι εμφανές από το Γράφημα 6.23, ότι από την τρίτη ημέρα της εβδομάδας, η παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές γίνεται αρκετά υψηλή, με αποτέλεσμα, παρά την αξιοποίηση όλων των αποθηκευτικών τεχνολογιών, να γίνονται και περικοπές ενέργειας.

Εντούτοις, εστιάζοντας και στην επόμενη εβδομάδα του έτους, στο Γράφημα 6.24, παρατηρείται μια απότομη μείωση της αιολικής ενέργειας. Ως αποτέλεσμα, χρησιμοποιείται η ενέργεια, η οποία είχε αποθηκευτεί στις δεξαμενές της αντλησιοταμίευσης και στις αποθήκες υδρογόνου. Ωστόσο κάτι τέτοιο δεν είναι αρκετό και, όπως φαίνεται, μπαίνουν σε λειτουργία ακόμα και μονάδες ΦΑ, ενώ ταυτόχρονα αυξάνεται το net των διασυνδέσεων, με μείωση των εξαγωγών και αύξηση των εισαγωγών, για να επιτευχθεί η πλήρης κάλυψη της ζήτησης.



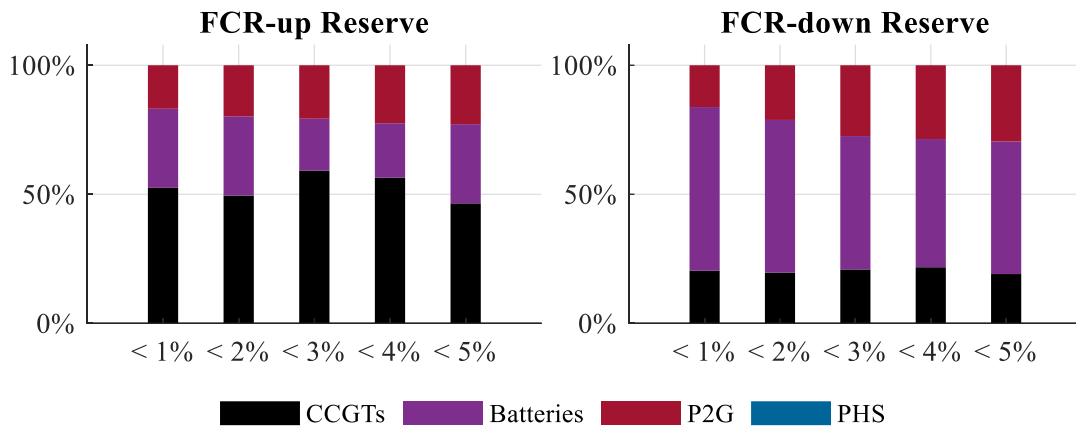
Γράφημα 6.24: Ενεργειακό ισοζύγιο για δύο εβδομάδες και για επίπεδο περικοπών <5%

Αναφορικά με την αποθήκευση υδρογόνου, η μία εβδομάδα δεν αρκεί για να απεικονίσει έναν πλήρη κύκλο λειτουργίας. Εύλογα συμπεραίνει κανείς, ότι η εκφόρτιση του P2G λαμβάνει χώρα με σκοπό την αναπλήρωση της απουσίας ανανεώσιμων πηγών. Η μεγάλη χωρητικότητα που διατίθεται, καθιστά εφικτή την αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας για πάνω από μια εβδομάδα. Σύμφωνα, λοιπόν, με το γράφημα 6.11, ο κύκλος λειτουργίας της P2G τεχνολογίας μπορεί να χαρακτηριστεί ως υπερεβδομαδιαίος, καθώς μια πλήρης φόρτιση και εκφόρτιση διαρκεί περίπου δέκα ημέρες.

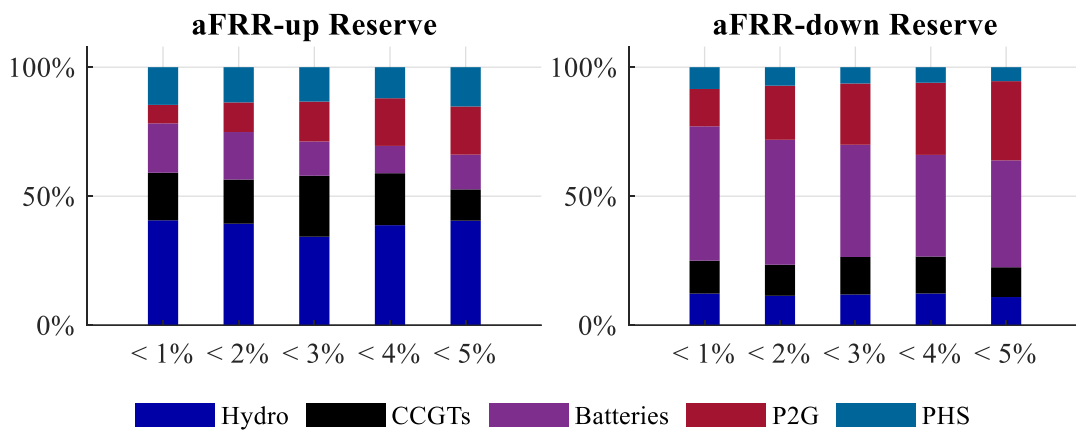


Γράφημα 6.25: Κατάσταση φόρτισης αποθηκευτικών τεχνολογιών για δύο εβδομάδες και για επίπεδο περικοπών <5%

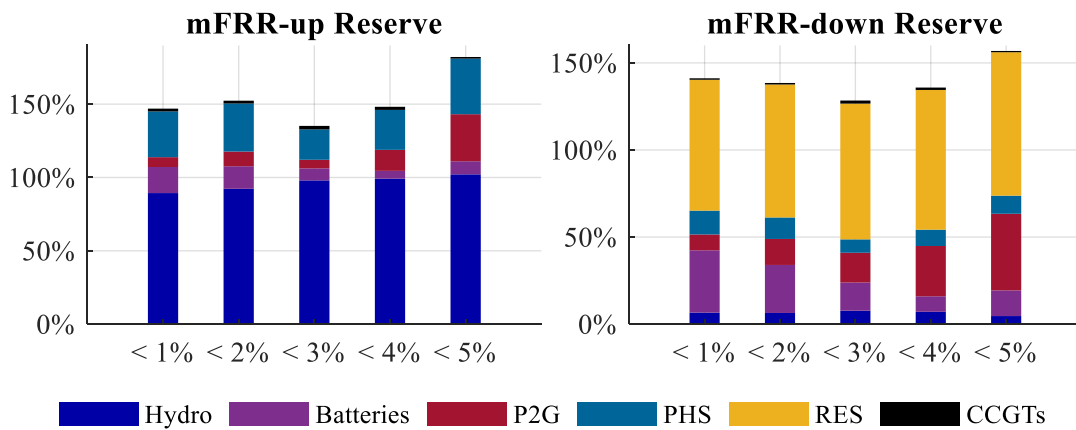
Η χρήση της αποθήκευσης είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με την κάλυψη των εφεδρειών του συστήματος. Είναι εύκολα αντιληπτό, ότι η συνεισφορά κάθε αποθηκευτικής τεχνολογίας είναι πολύ υψηλή (Γράφημα 6.26 - Γράφημα 6.28), με αποτέλεσμα να επηρεάζεται και η λειτουργία τους. Η σταδιακή μείωση των περικοπών, που οδηγεί σε αντιστρόφως ανάλογη συμπεριφορά, όσον αφορά την ισχύ των μπαταριών και του P2G, καταλήγει και σε μεγαλύτερη συνεισφορά της αποθήκευσης υδρογόνου στις εφεδρείες.



Γράφημα 6.26: Συνεισφορά τεχνολογιών στην πρωτεύουσα εφεδρεία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

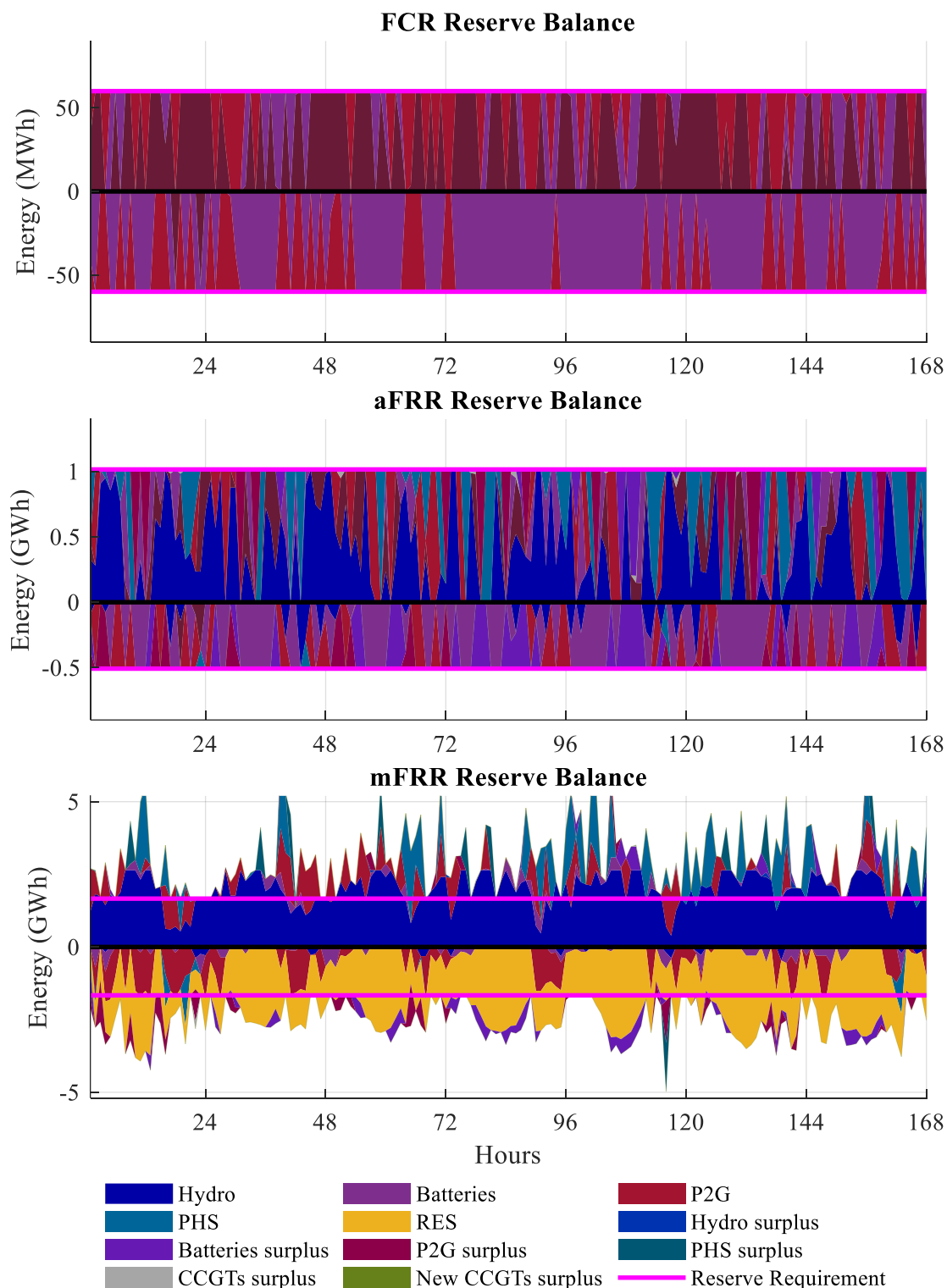


Γράφημα 6.27: Συνεισφορά τεχνολογιών στη δευτερεύουσα εφεδρεία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών



Γράφημα 6.28: Συνεισφορά τεχνολογιών στην τριτεύουσα εφεδρεία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

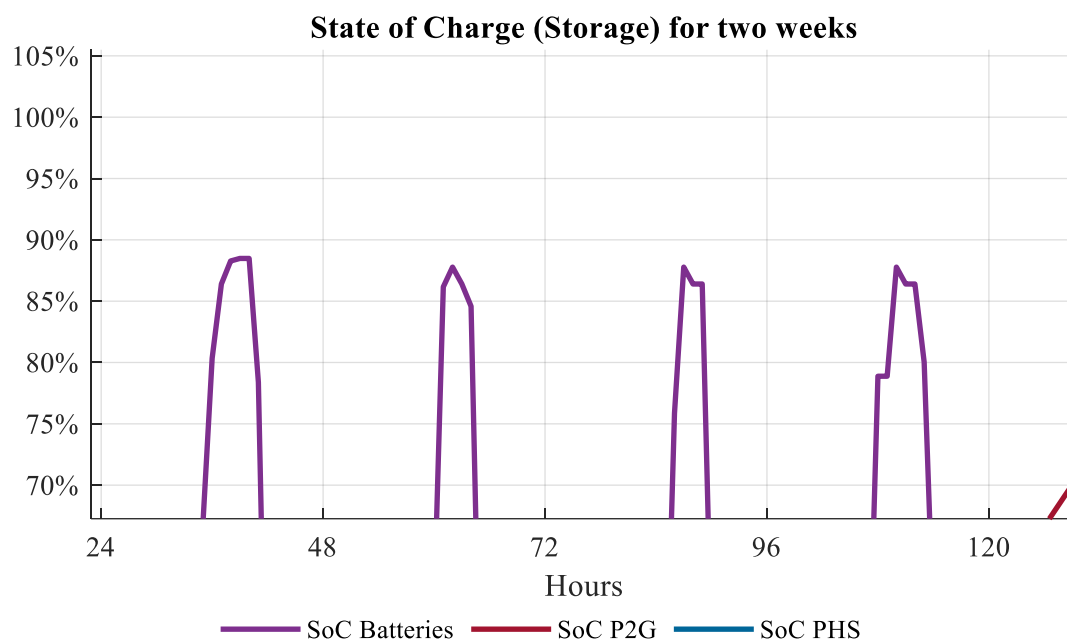
Παρόλα αυτά, μελετώντας την απόδοση εφεδρειών εντός της εβδομάδας, η οποία απεικονίζεται παραπάνω, η αλληλεπίδραση μεταξύ της λειτουργίας κάθε τεχνολογίας και των επόμενων γραφημάτων είναι ξεκάθαρη.



Γράφημα 6.29: Ισοζύγιο εφεδρειών για μία εβδομάδα και για επίπεδο περικοπών <5%

Φαίνεται, ότι οι θετικές εφεδρείες καλύπτονται, κυρίως από τους ΥΗΣ και τις μονάδες ΦΑ. Το φαινόμενο αυτό, θα μπορούσε να οφείλεται είτε στην απουσία των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων και των υδροστροβίλων, είτε στην ύπαρξη ελάχιστου χρόνου παραμονής κάθε εφεδρείας στις αποθηκευτικές μονάδες. Έχει φανεί, ωστόσο, ότι η απουσία τεχνικών ελαχίστων δεν επηρεάζει τα αποτελέσματα του αλγορίθμου. Επομένως η ύπαρξη του χρόνου διατήρησης

των εφεδρειών είναι, κυρίως, υπεύθυνη για τη μικρή συνεισφορά των αποθηκών στις θετικές εφεδρείες του συστήματος. Με άλλα λόγια, η απόδοση άνω εφεδρειών απαιτεί μεγάλη αποθηκευμένη ενέργεια. Για παράδειγμα, η απόδοση 1 MW τριτεύουσας εφεδρείας, προϋποθέτει την ύπαρξη $2 \cdot (1/n_{sto})$ MWh, καθότι οι ώρες που διατηρείται η τριτεύουσα εφεδρεία είναι 2. Για τον παραπάνω λόγο, παρατηρώντας καλύτερα το Γράφημα 6.25, φαίνεται ότι η αποθηκευμένη ενέργεια των μπαταριών δεν αγγίζει ποτέ το 90% που είναι το τεχνικό της μέγιστο.

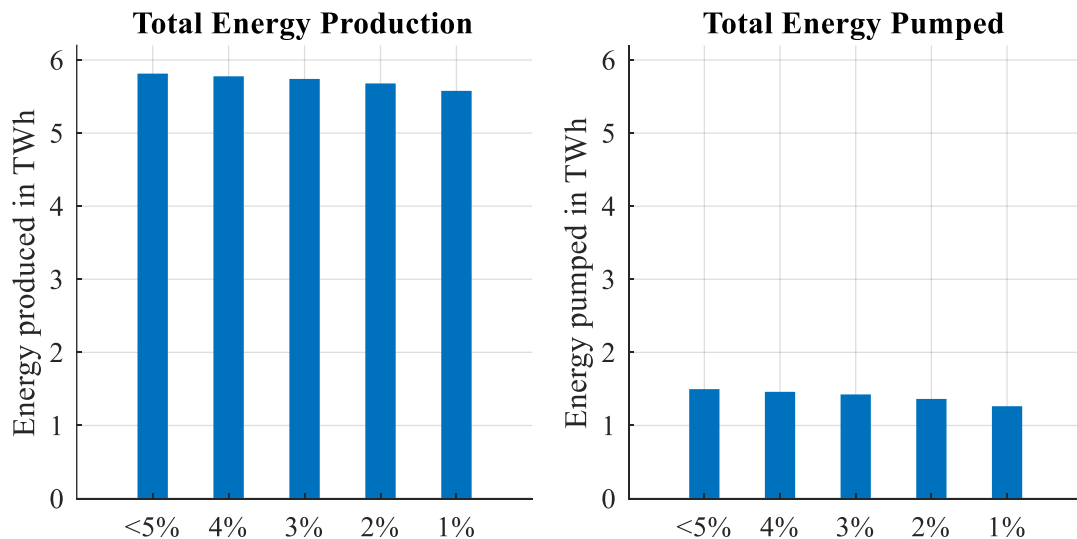


Γράφημα 6.30: Μέγιστη κατάσταση φόρτισης των μπαταριών ιόντων λιθίου για τις ημέρες μίας εβδομάδας και για επίπεδο περικοπών <5% (Μεγένθυση από το Γράφημα 6.25)

Το χάσμα μεταξύ της μέγιστης δυνατής αποθηκευμένης ενέργειας και της πραγματικής μέγιστης αποθηκευμένης ενέργειας για τις μπαταρίες υφίσταται λόγω της ανάγκης απόδοσης θετικών εφεδρειών.

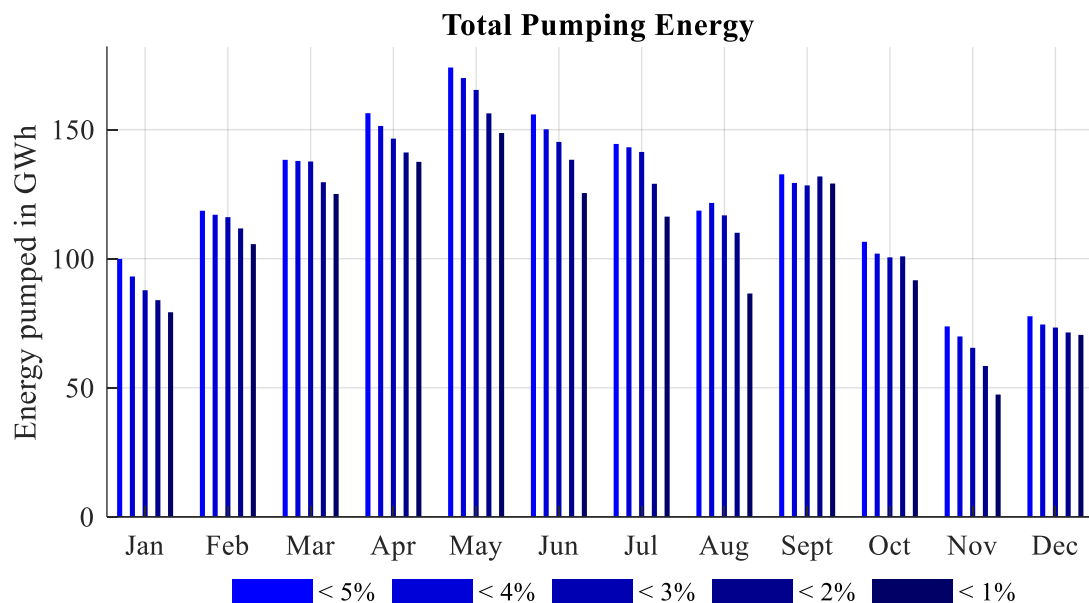
6.3.5 Λειτουργία Υδροηλεκτρικών Σταθμών

Παρατηρώντας αναλυτικότερα το Γράφημα 6.18 προκύπτει μια μικρή διαφοροποίηση στην παραγωγή των υδροηλεκτρικών σταθμών ανά σενάριο. Αυτό οφείλεται αποκλειστικά στη διαφορετική ποσότητα ενέργειας που αντλείται σε κάθε περίπτωση.



Γράφημα 6.31: Ετήσια παραγωγή και ετήσια άντληση ενέργειας από ΥΗΣ για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

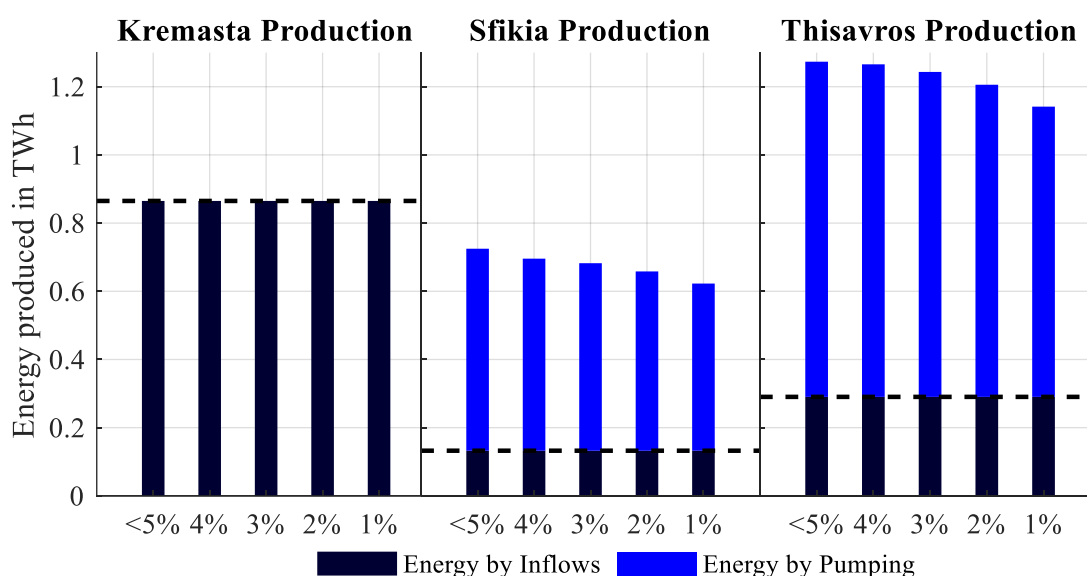
Η ενέργεια που παράγεται αποτελείται εξ ορισμού από την ενέργεια που προέρχεται από τις εισροές κάθε ταμιευτήρα και από την ενέργεια που αντλείται και αποθηκεύεται στους ταμιευτήρες του Θησαυρού και της Σφηκιάς. Για αυτό το λόγο και τα δύο σχήματα ακολουθούν την ίδια ακριβώς πτωτική πορεία. Η μείωση στην ενέργεια που αντλείται εξηγείται λαμβάνοντας υπόψη και το Γράφημα 6.32.



Γράφημα 6.32: Μηνιαίας άντλησης ενέργειας από ΥΗΣ για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

Είναι εμφανές, ότι η άντληση αυξάνεται τους μήνες κατά τους οποίους μειώνεται η ζήτηση. Επομένως, θα μπορούσε κανείς να πει ότι είναι αντιστρόφως ανάλογη με το υπολειπόμενο φορτίο, κάτι που είναι αναμενόμενο, αφού η άντληση πραγματοποιείται μέσω της εκμετάλλευσης περιόδων παραγωγής ΑΠΕ. Με τη μείωση των περικοπών, όμως, το σύστημα οδηγείται και σε μείωση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ. Με άλλα λόγια, η ενέργεια, που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές εξομαλύνεται κατά τη διάρκεια του έτους και ουδετεροποιείται η εποχικότητα που εμφανίζει, με αποτέλεσμα το υπολειπόμενο φορτίο να αυξάνεται και η άντληση να μειώνεται αισθητά. Ταυτόχρονα, η συνολική περίσσεια ενέργειας, όσο μειώνεται το επίπεδο περικοπών, είναι, εκ των πραγμάτων, σε μικρότερο βαθμό διαθέσιμη για να αξιοποιηθεί σε αντλητικούς σταθμούς.

Τέλος, το Γράφημα 6.33 καταδεικνύει πόσο σημαντική είναι η εκμετάλλευση της δυνατότητας άντλησης από έναν ΥΗΣ.

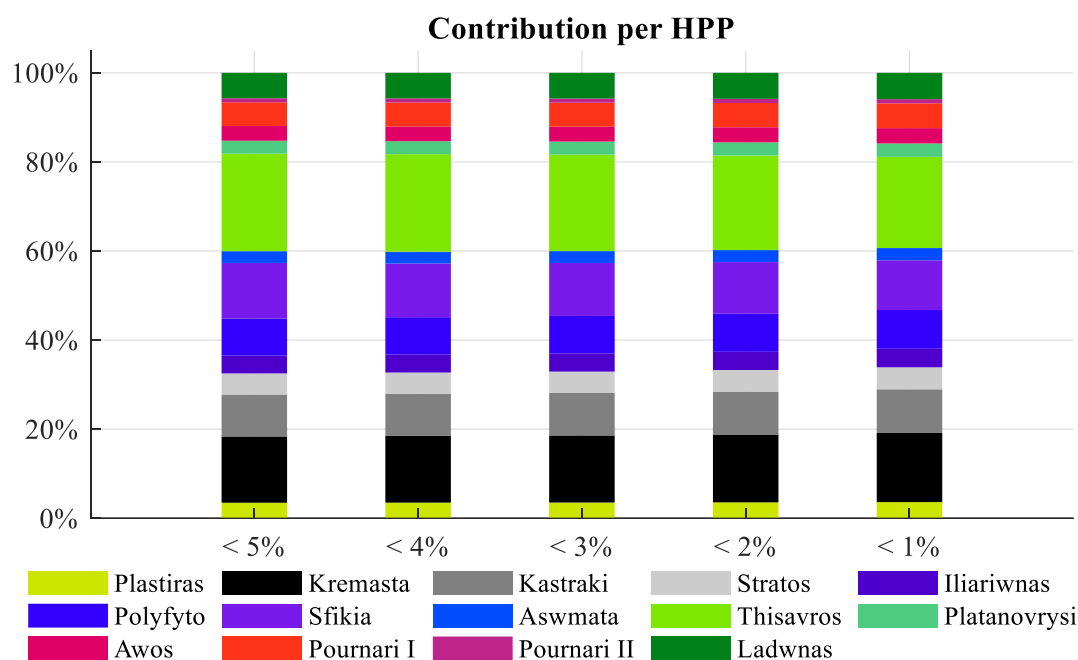


Γράφημα 6.33: Ετήσια παραγωγή ενέργειας από τους ΥΗΣ Κρεμαστών-Σφηκιάς-Θησαυρού για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

Αξιοσημείωτη, λοιπόν, θεωρείται η σύγκριση μεταξύ της συνολικής παραγομένης ενέργειας των ΥΗΣ Θησαυρού, Σφηκιάς και Κρεμαστών. Ο ΥΗΣ Θησαυρού διαθέτει χαμηλότερη εγκατεστημένη ισχύ υδροστροβίλων, αλλά και ταμειυτήρα μικρότερης χωρητικότητας σε σύγκριση με τα Κρεμαστά. Επιπλέον, οι ταμειυτήρες της Σφηκιάς και του Θησαυρού δέχονται λιγότερες εισροές μέσα στο έτος, οι οποίες για να συγκριθούν ανάγονται στην έξοδο κάθε σταθμού σε μορφή ενέργειας. Παρόλα αυτά, η παραγωγή ενέργειας του σταθμού της Ανατολικής Μακεδονίας είναι υψηλότερη από κάθε άλλου σταθμού της χώρας. Κάτι τέτοιο, εξηγείται από την ανακύκλωση νερών και ενέργειας που επιτυγχάνεται σε αυτόν τον σταθμό μέσω της λειτουργίας των αντλητικών μονάδων.

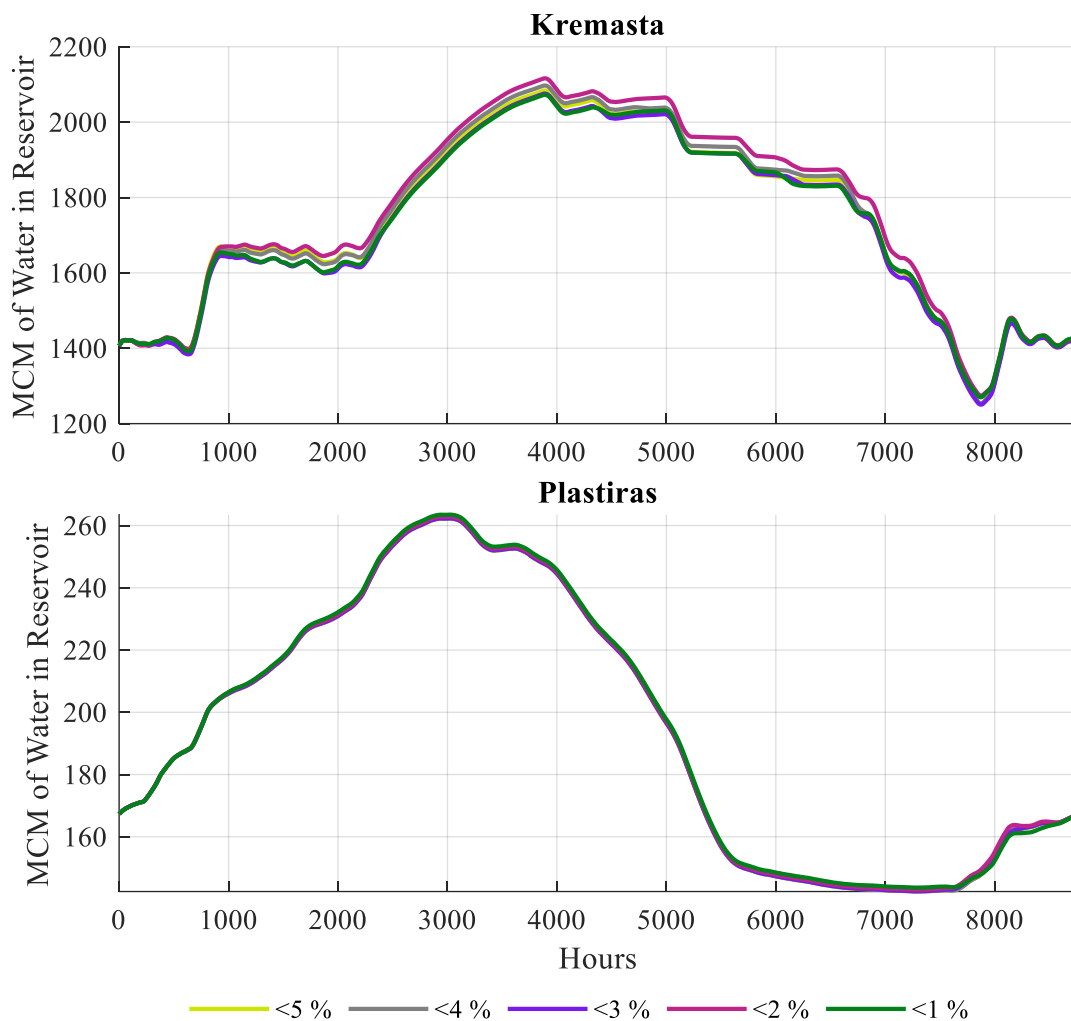
Εκτός από την υψηλή συνεισφορά του Θησαυρού στη συνολική παραγόμενη υδροηλεκτρική ενέργεια, ο ΥΗΣ της Σφηκιάς παράγει συνολικά πολύ περισσότερη ενέργεια από εκείνη που

θα δικαιολογούσε το μέγεθος της. Πιο συγκεκριμένα, αποτελεί τον τρίτο σε συνεισφορά υδροηλεκτρικό σταθμό της χώρας, πίσω από τον ΥΗΣ Θησαυρού και τον ΥΗΣ Κρεμαστών, που είναι και ο μεγαλύτερος σε μέγεθος σταθμός.



Γράφημα 6.34: Συνεισφορά κάθε ΥΗΣ ως προς τη συνολική ετήσια υδροηλεκτρική παραγωγή για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

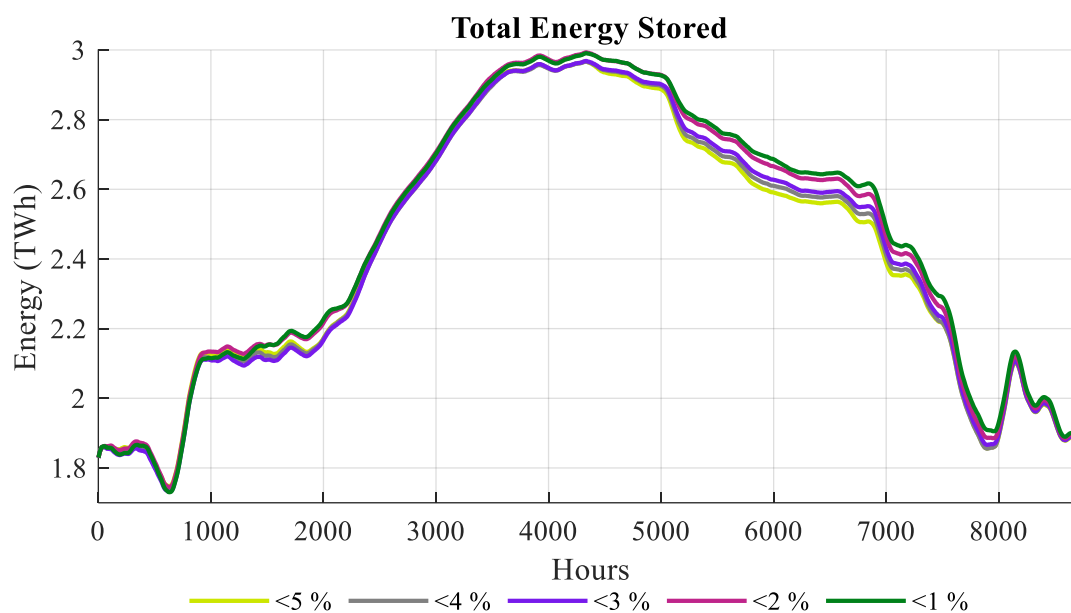
Οι επιμέρους ταμιευτήρες κάθε σταθμού χαρακτηρίζονται από τη στάθμη τους κατά τη διάρκεια του έτους. Δύο κλασσικές περιπτώσεις τέτοιων καμπυλών, που δύναται να εξαχθούν, είναι εκείνες των ταμιευτήρων του ΥΗΣ Κρεμαστών και ΥΗΣ Πλαστήρα, που απεικονίζονται στο Γράφημα 6.35. Ειδικότερα, και οι δύο σταθμοί επιχειρούν μια εποχική διαχείριση στην ενέργεια που διαθέτουν. Ενώ στην περίπτωση του ΥΗΣ Πλαστήρα είναι ξεκάθαρη η παραπάνω διαπίστωση, ο ΥΗΣ Κρεμαστών φαίνεται να διατελεί μια ιδιαίτερη λειτουργία μέσα στο έτος. Η εποχική διαχείριση είναι προφανής, ωστόσο, το γεγονός ότι αποτελεί τον ανώτερο ταμιευτήρα ενός συγκροτήματος τριών σταθμών οδηγεί σε αυτή την ιδιαίτερη συμπεριφορά. Ακριβέστερα, η ύπαρξη σταθμών κατάντη του ΥΗΣ Κρεμαστών σημαίνει, ότι τα Κρεμαστά είναι υπεύθυνα για την ύπαρξη επαρκούς ποσότητας νερού κάθε στιγμή στους κατώτερους ταμιευτήρες, με στόχο την πλήρη κάλυψη της υποχρεωτικής παραγωγής των μικρότερων αυτών σταθμών. Ταυτόχρονα, η πληρότητα των ταμιευτήρων, που βρίσκονται κάτω από εκείνον των Κρεμαστών, οδηγεί, σε πολλές περιπτώσεις, σε διατήρηση των νερών εντός του ταμιευτήρα του ανώτερου σταθμού. Κανένα από τα δύο παραπάνω προβλήματα δεν προκύπτει για τον αυτόνομο ΥΗΣ Πλαστήρα. Αυτός είναι και ο λόγος για τον οποίο η λειτουργία του παραμένει αμετάβλητη σε όλα τα σενάρια.



Γράφημα 6.35: Στάθμες ταμιευτήρων των ΥΗΣ Κρεμαστών και Πλαστήρα για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

Τέλος, παρατηρώντας τη συνολική αποθηκευμένη ενέργεια κατά τη διάρκεια του χρόνου, στο Γράφημα 6.36, για όλα τα σενάρια, φαίνεται αυτή πως επηρεάζεται ιδιαίτερα από την ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στο μεγαλύτερο ΥΗΣ της χώρας, εκείνον των Κρεμαστών. Όντας ο μεγαλύτερος σε μέγεθος, αλλά και master ταμιευτήρας του συγκροτήματος του Αχελώου, είναι αναμενόμενο η ενέργεια που περιέχει να αποτελεί το μεγαλύτερο μέρος της συνολικής ενέργειας των υδροηλεκτρικών έργων της χώρας. Ακόμα, διακρίνεται μια αύξηση στη διάρκεια αποθήκευσης των νερών, με τους θερινούς μήνες να διατηρούν περισσότερη ενέργεια με το πέρασμα των σεναρίων. Αυτό οφείλεται στην ανάγκη για μείωση των περικοπών. Πιο συγκεκριμένα, όπως έχει αναφερθεί, η μείωση των περικοπών οδηγεί σε μείωση της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β σταθμών. Ωστόσο, τους θερινούς μήνες, η ηλιακή ενέργεια είναι αυξημένη και για να μειωθούν οι επακόλουθες απορρίψεις, απορροφάται από το σύστημα περισσότερο. Ως αποτέλεσμα, οι ΥΗΣ, αναγκαστικά, δεν συνεισφέρουν το ίδιο εκείνη την περίοδο. Παρά ταύτα, εφόσον όλοι οι ταμιευτήρες εκκινούν και καταλήγουν ακριβώς στην ίδιο επίπεδο πληρότητας, όλη η ενέργεια των εισροών τους διοχετεύεται στο σύστημα, αλλά με

διαφορετικό τρόπο και σε διαφορετικές στιγμές για κάθε σενάριο. Συνολικά, όμως, οι διαφορές, που εντοπίζονται, είναι μικρές και οριακά ασήμαντες.



Γράφημα 6.36: Αποθηκευμένη ενέργεια στο σύνολο των ταμιευτήρων της χώρας για διαφορετικά επίπεδα περικοπών

6.4 Σενάρια εναλλακτικών περικοπών χωρίς ύπαρξη

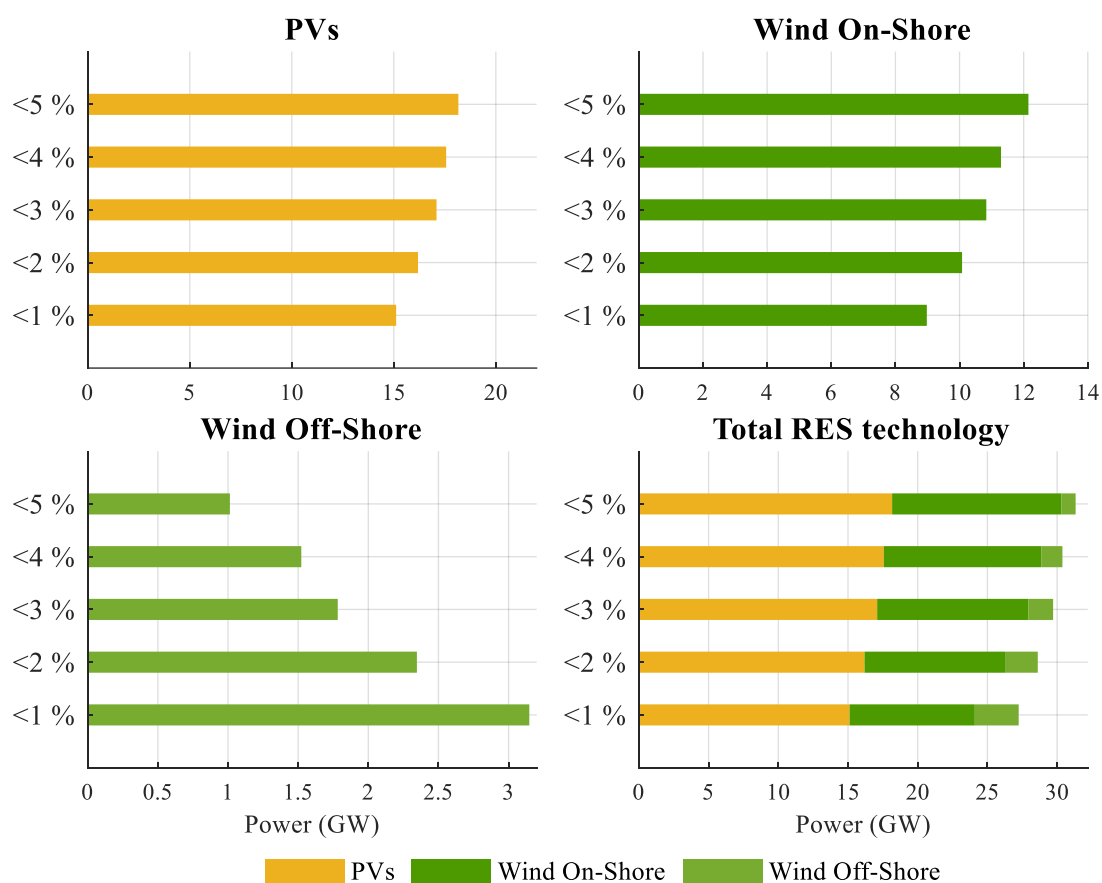
υφιστάμενων μονάδων

Για την υλοποίηση των παραπάνω σεναρίων θεωρούνται υπάρχοντες συμβατικές μονάδες παραγωγής συνολικής ισχύος ίσης με 5.21 GW. Ωστόσο, είναι δόκιμη η σκέψη ότι μονάδες παραγωγής με τόσο υψηλή εγκατεστημένη ισχύ ίσως να μην είναι αναγκαίες για το ηλεκτρικό σύστημα του έτους 2050, με ταυτόχρονη προϋπόθεση της επίτευξης του στόχου του 90% διείδυσης. Για το λόγο αυτό διενεργήθηκαν παρόμοια σενάρια – επονομαζόμενα και «greenfield» σενάρια- θέτοντας ίσους στόχους διείδυσης και περικοπών, χωρίς, όμως, την ύπαρξη του υφιστάμενου στόλου παραγωγής, ούτε των υφιστάμενων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Ουσιαστικά, το μόνο που παρέμεινε αμετάβλητο είναι οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί και γραμμές διασύνδεσης με τις γειτονικές χώρες.

6.4.1 Τεχνολογίες Παραγωγής Ενέργειας

Εκτός από την παρόμοια, σε σύγκριση με το Γράφημα 6.12, αναδιαμόρφωση του μείγματος για την επίτευξη της μείωσης των περικοπών, παρατηρείται και μια γενική αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ. Αυτό οφείλεται στην απουσία λοιπών ανανεώσιμων τεχνολογιών ($Other_{res}$) στο greenfield μοντέλο. Η ενέργεια που προσφέρεται από τις παραπάνω ΑΠΕ, οφείλει να καλυφθεί στο greenfield σύστημα από τη φωτοβολταϊκή και την αιολική

παραγωγή, μέσω της αύξησης της ισχύος των ομώνυμων σταθμών. Είναι εμφανές, ότι προσθέτοντας Φ/Β και Α/Π πάρκα, σε αναπλήρωση των λοιπών ΑΠΕ, η ανάγκη για ακριβούς, αλλά αποδοτικότερους, υπεράκτιους σταθμούς μειώνεται.

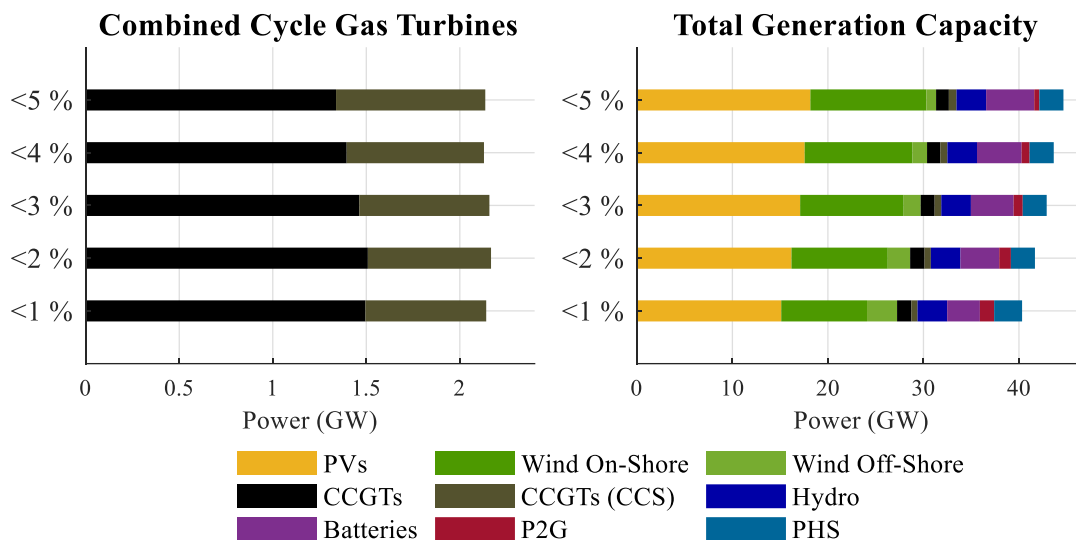


Γράφημα 6.37: Ισχύς τεχνολογιών ΑΠΕ για διαφορετικά επίπεδα περικοπών σε greenfield σύστημα

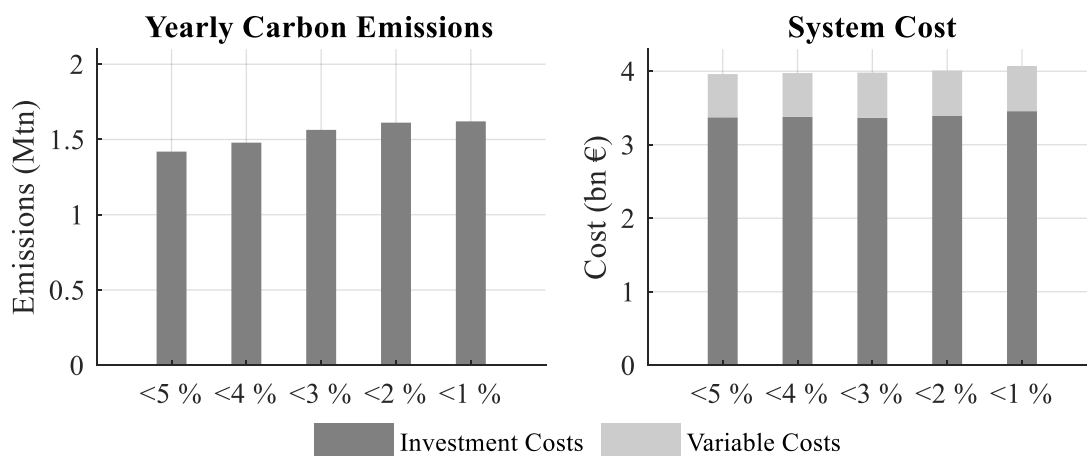
Όπως είναι προφανές, το σύστημα δε γίνεται να στηριχθεί μόνο στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, τόσο από την πλευρά της επιτυχούς κάλυψης της ζήτησης, όσο και από την πλευρά της κάλυψης των εφεδρειών. Για το λόγο αυτό, προστίθενται συμβατικές μονάδες παραγωγής. Ωστόσο, η ύπαρξη ώριμης τεχνολογίας αιχμαλώτισης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα οδηγεί σε εκμετάλλευση μονάδων με προσαρτημένη την εν λόγω τεχνολογία.

Φαίνεται, πως το συνολικό μέγεθος της συμβατικής παραγωγής παραμένει σταθερό σε όλα τα σενάρια. Παρά τη μείωση των περικοπών, οι ενεργειακές απαιτήσεις του συστήματος από τις συμβατικές μονάδες παραμένουν σταθερές. Η ισορροπία, όμως, μεταξύ της σταθερής και της μεταβλητής συνιστώσας του συνολικού κόστους του συστήματος, οδηγεί σε αύξηση του κόστους επενδύσεων σε ΑΠΕ και αποθήκευση, με ταυτόχρονη μείωση αυτού σε συμβατικές μονάδες. Έτσι, εμφανίζεται μια μικρή ανοδική τάση για τις απλές μονάδες ΦΑ, σε βάρος των μονάδων ΦΑ με ενσωματωμένη τεχνολογία CCS, κάτι που αποτυπώνεται και στις εκπομπές CO₂, οι οποίες αυξάνονται παρά τη σταθερή ετήσια παραγωγή ενέργειας, στο Γράφημα 6.39.

Συνολικά, λοιπόν, ο παραγωγικός στόλος της χώρας μειώνεται σε ισχύ, ωστόσο, το κόστος επενδύσεων αυξάνεται, καθώς το σύστημα οδηγείται σε ακριβότερες τεχνολογίες, υψηλότερων αποδόσεων, όπως τα υπεράκτια αιολικά πάρκα, ή ιδιαίτερων χαρακτηριστικών, όπως η μακροχρόνια αποθήκευση.



Γράφημα 6.38: Συμβατικές μονάδες παραγωγής και συνολικός παραγωγικός στόλος για διαφορετικά επίπεδα περικοπών σε greenfield σύστημα

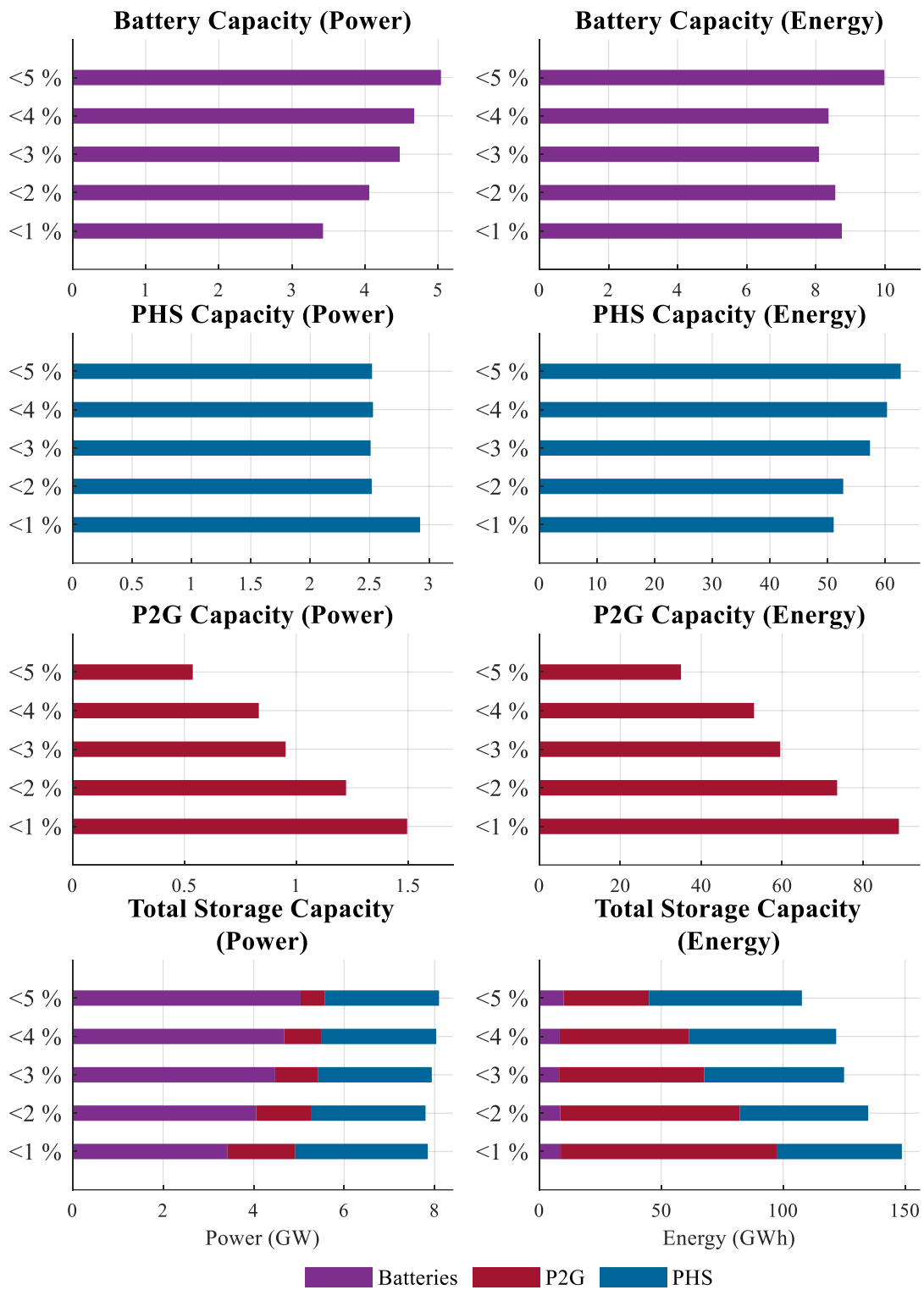


Γράφημα 6.39: Εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα και συνολικό κόστος συστήματος για διαφορετικά επίπεδα περικοπών σε greenfield σύστημα

6.4.2 Μονάδες Αποθήκευσης

Αναφορικά με τις μονάδες αποθήκευσης, που εισάγονται στο σύστημα και εμφανίζονται στο Γράφημα 6.40, η φθίνουσα τάση στην ισχύ των μπαταριών εξηγείται από τις λιγότερες εφεδρείες που απαιτούνται για την κάλυψη των αναγκών του ηλεκτρικού δικτύου, όσο μειώνονται οι περικοπές. Ωστόσο, η ύπαρξη περισσότερων συνολικά ανανεώσιμων πηγών οδηγεί σε μεγαλύτερη ισχύ μπαταριών, σε σύγκριση με τα σενάρια του κεφαλαίου 6.3 (brownfield σύστημα). Αντιθέτως, όπως και σε ένα brownfield, έτσι και σε greenfield σύστημα,

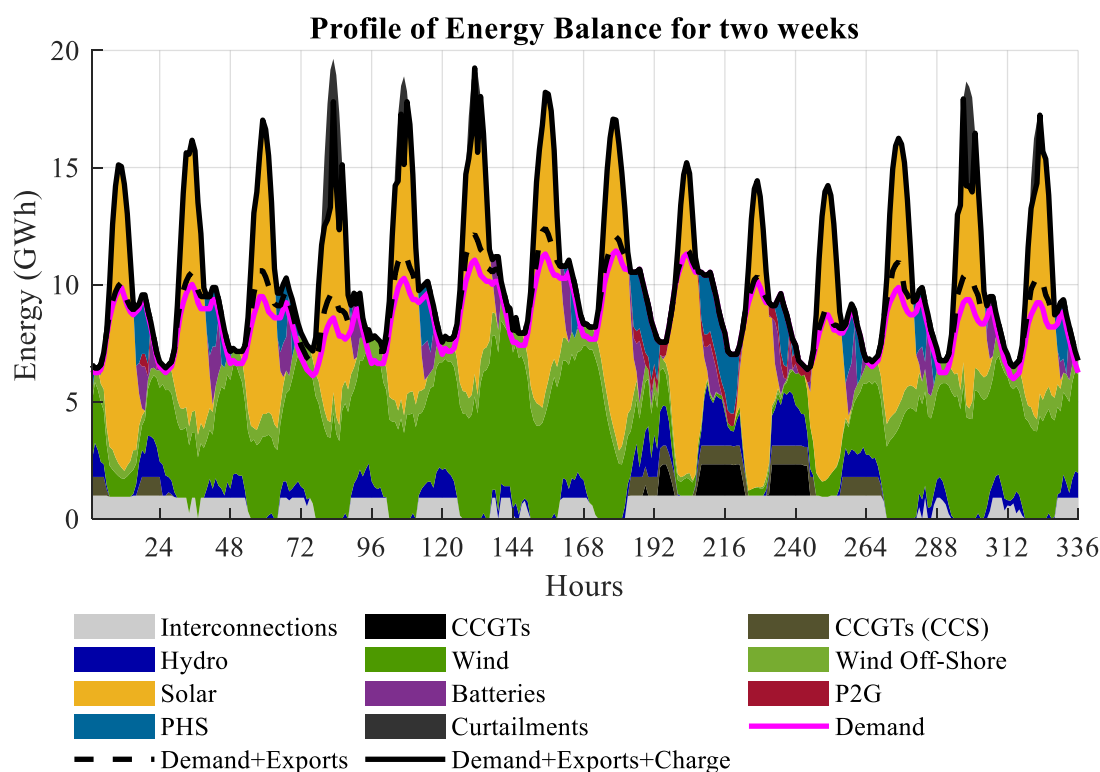
η επένδυση σε μακροχρόνια αποθήκευση είναι απαραίτητη προϋπόθεση για να μειωθούν οι περικοπές, υπό την ίδια διείσδυση ανανεώσιμων πηγών.



Γράφημα 6.40: Εγκατεστημένη ισχύς και ενέργεια αποθηκευτικών τεχνολογιών για διαφορετικά επίπεδα περικοπών σε greenfield σύστημα

6.4.3 Λειτουργία Συστήματος

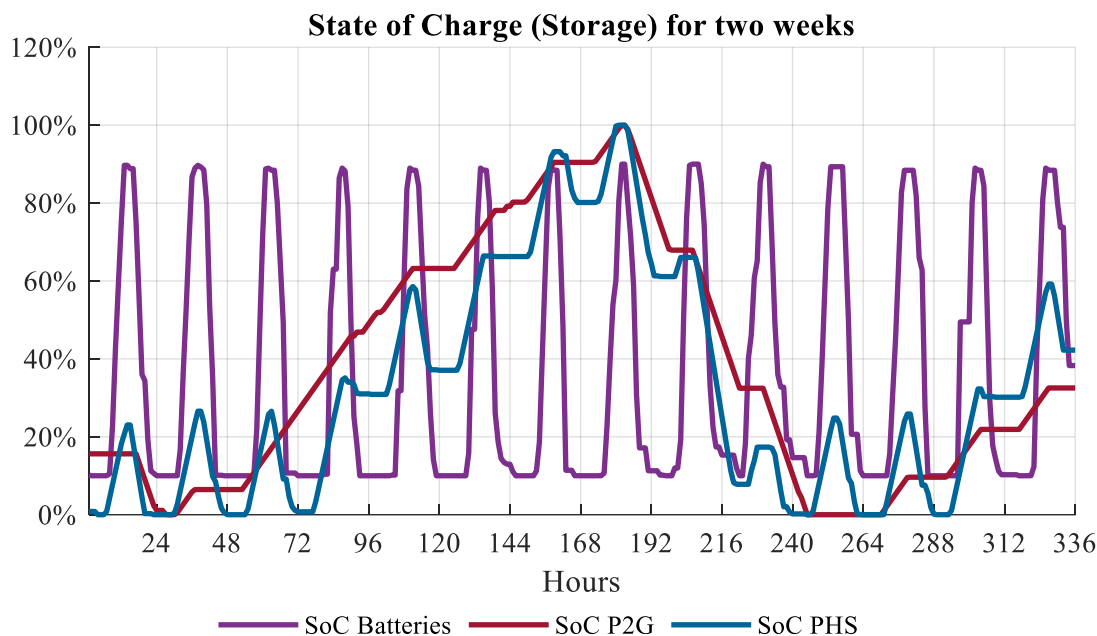
Είναι εμφανές, ότι η λειτουργία τόσο των μονάδων αποθήκευσης, όσο και όλων των υπόλοιπων συνιστωσών του συστήματος, δε διαφέρει από την αντίστοιχη λειτουργία του μοντέλου με τις υφιστάμενες μονάδες. Και στις δύο περιπτώσεις οι ΥΗΣ χρησιμοποιούνται κατά τις βραδινές ώρες, όταν και υπάρχει απουσία φωτοβολταϊκής παραγωγής, ενώ οι συμβατικές μονάδες μπαίνουν σε λειτουργία μόνο σε περιπτώσεις ανάγκης.



Γράφημα 6.41: Ενεργειακό ισοζύγιο για δύο εβδομάδες και για επίπεδο περικοπών <5% σε greenfield σύστημα

Μελετώντας την ίδια εβδομάδα και στις δύο περιπτώσεις, παρατηρείται ότι ακόμα και η κατάσταση φόρτισης των αποθηκευτικών τεχνολογιών δεν παρουσιάζει διαφορές. Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου διενεργούν ημερήσιους κύκλους λειτουργίας. Επιπλέον, η αντλησιοταμίευση, έχοντας τη δυνατότητα για διατήρηση ενέργειας, χρησιμοποιείται τόσο σε ημερήσια όσο και σε εβδομαδιαία βάση. Τέλος, η αποθήκευση υδρογόνου λειτουργεί με υπερεβδομαδιαίους κύκλους φόρτισης.

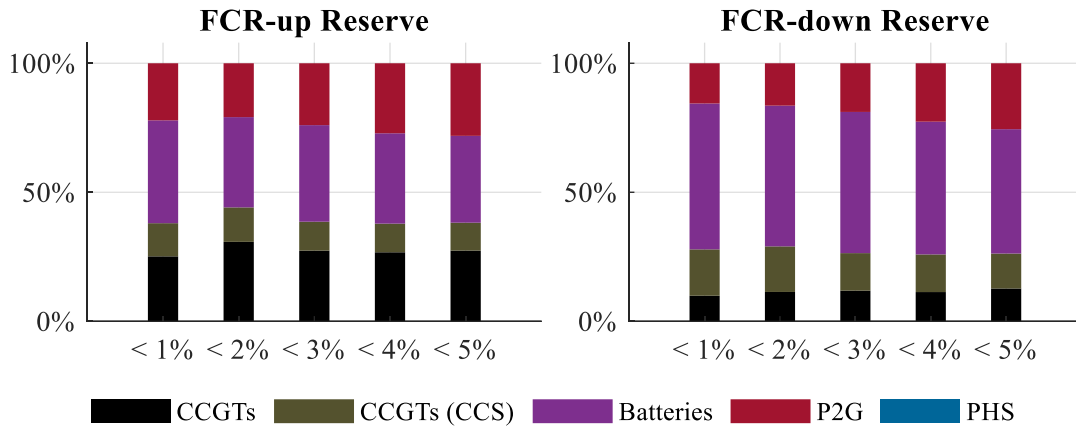
Είναι εμφανές, από το Γράφημα 6.42, ότι τόσο η αντλησιοταμίευση, όσο και η αποθήκευση υδρογόνου, λειτουργούν ως μακροπρόθεσμες αποθηκεύσεις. Ωστόσο, η πρώτη, εξαιτίας του υψηλότερου βαθμού απόδοσης που διαθέτει έναντι του P2G, αξιοποιείται και εντός κάθε ημέρας, κατά τις περιόδους αυξημένης ζήτησης.



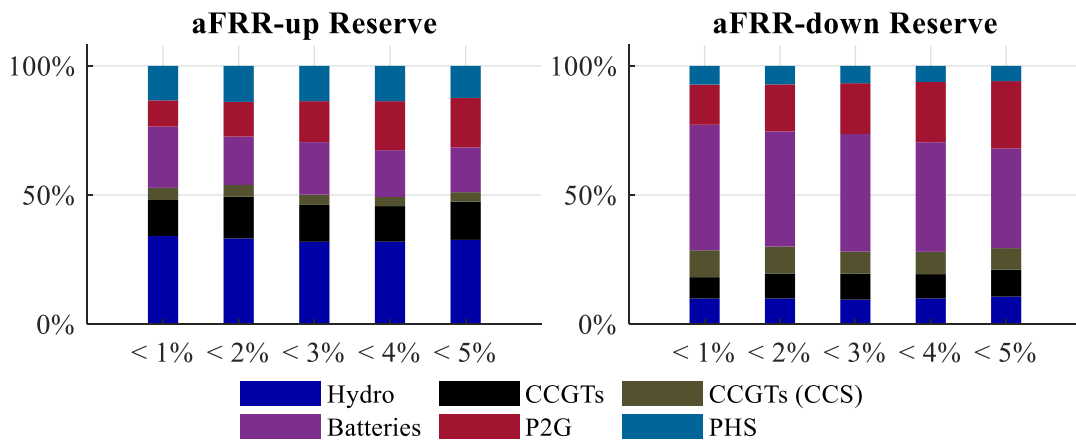
Γράφημα 6.42: Κατάσταση φόρτισης αποθηκευτικών τεχνολογιών για δύο εβδομάδες και για επίπεδο περικοπών <5% σε greenfield σύστημα

Σχετικά με τις εφεδρείες του συστήματος, όπως είναι αναμενόμενο, οι μονάδες ΦΑ δεν συνεισφέρουν όσο στα σενάρια της προηγούμενης ενότητας. Κάτι τέτοιο συμβαίνει, προφανώς, εξαιτίας της μειωμένης συνολικής εγκατεστημένης ισχύος τους. Η αναπλήρωση των εφεδρειών που δίνονταν από τις συμβατικές μονάδες, γίνεται μέσω της αποθήκευσης και συγκεκριμένα δια των μπαταριών ιόντων λιθίου, οι οποίες διαθέτουν τεχνολογία ταχείας απόκρισης, που προσφέρεται για αξιοποίηση σε αυτόν τον τομέα του συστήματος.

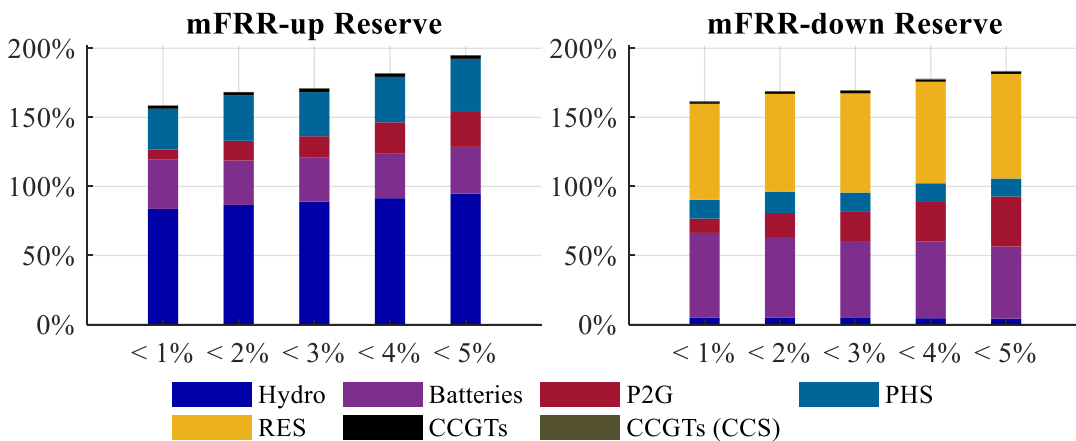
Επιπρόσθετα, ένα κοινό στοιχείο στις περιπτώσεις brownfield – greenfield συστημάτων, είναι η πολύ υψηλή εκμετάλλευση των εφεδρειών που μπορούν να προσφέρουν οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί. Οι σταθμοί αυτοί, καλύπτουν το μεγαλύτερο μέρος της θετικής τριτεύουσας εφεδρείας. Η ύπαρξη ενός πολύ μικρού τεχνικού ελαχίστου στην πραγματικότητα, της τάξεως του 10%, και δη η απουσία του στο παρόν μοντέλο, αυξάνει τη διαθέσιμη ισχύ προς εφεδρείες των ΥΗΣ, αφού μπορούν να συνεισφέρουν χωρίς να είναι σε λειτουργία παραγωγής. Ταυτόχρονα, σε αντίθεση με τις αποθηκευτικές τεχνολογίες, δεν υφίσταται η έννοια του ελάχιστου χρόνου διατήρησης των εφεδρειών στους υδροστροβίλους. Συνυπολογίζοντας, λοιπόν, τα παραπάνω, καταλήγει κανείς ότι αυτού του είδους η αξιοποίηση των υδροηλεκτρικών σταθμών είναι αναμενόμενη και απαραίτητη.



Γράφημα 6.43: Συνεισφορά τεχνολογιών στην πρωτεύουσα εφεδρεία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών σε greenfield σύστημα



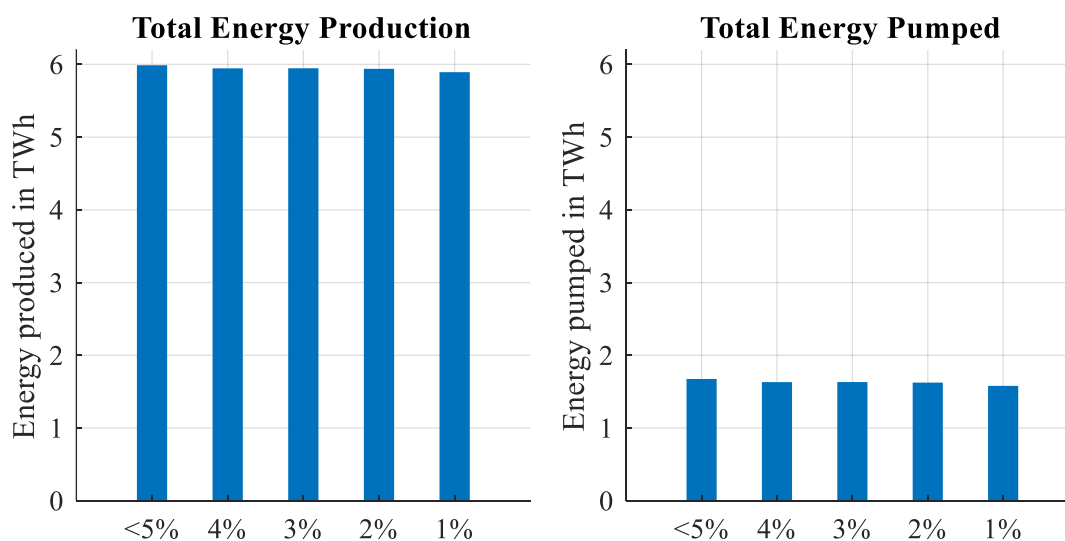
Γράφημα 6.44: Συνεισφορά τεχνολογιών στην δευτερεύουσα εφεδρεία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών σε greenfield σύστημα



Γράφημα 6.45: Συνεισφορά τεχνολογιών στην τριτεύουσα εφεδρεία για διαφορετικά επίπεδα περικοπών σε greenfield σύστημα

6.4.4 Λειτουργία Υδροηλεκτρικών Σταθμών

Η συνολική ενέργεια που παράγεται από τις ΑΠΕ, είναι σταθερή σε όλα τα σενάρια. Ωστόσο, με την ανυπαρξία των «λοιπών ΑΠΕ» και την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β και των αιολικών σταθμών, προς αντικατάστασή τους, το υπολειπόμενο φορτίο μειώνεται. Συνεπώς, αναμένεται αύξηση της άντλησης συγκριτικά με το brownfield σύστημα, αλλά σταδιακή μείωση αυτής, και πάλι, ανά σενάριο, όπως και συμβαίνει. Ως αποτέλεσμα, και η συνολική υδροηλεκτρική ενέργεια εμφανίζεται αυξημένη.



Γράφημα 6.46: Ετήσια παραγωγή και ετήσια άντληση ενέργειας από ΥΗΣ για διαφορετικά επίπεδα περικοπών σε greenfield σύστημα

6.5 Ανάλυση ευαισθησίας ως προς τα κόστη επένδυσης

αποθηκευτικών τεχνολογιών

Ο αλγόριθμος, που υλοποιήθηκε, εξαρτάται από τις τιμές των παραμέτρων, οι οποίες τον απαρτίζουν. Ταυτόχρονα, οι εκτιμήσεις, για το κόστος κάθε τεχνολογίας στο μακρινό μέλλον, τείνουν να επαναπροσδιορίζονται αρκετά συχνά, όσο η επιστήμη και η αγορά εξελίσσονται. Για το λόγο αυτό, θεωρείται απαραίτητη η διερεύνηση των αποτελεσμάτων, για ένα πλήθος περιπτώσεων, στις οποίες τα κόστη επενδύσεων για κάθε αποθηκευτική τεχνολογία μεταβάλλονται. Τα κόστη για την αποθήκευση είναι, δεδομένα, πιο ευαίσθητα στην εξέλιξη της τεχνολογίας, καθώς ανακαλύπτονται συνεχώς νέοι τρόποι εκμετάλλευσης της περίσσειας ενέργειας, ενώ ήδη υπάρχοντες, όπως το P2G, είναι σε πρώιμα, κυρίως, στάδια. Στα σενάρια για διαφορετικά κόστη αποθήκευσης που διενεργήθηκαν, συμπεριλαμβάνονται πέντε (5) σενάρια με φθηνότερη (low) μία ή και περισσότερες τεχνολογίες και πέντε (5) σενάρια με ακριβότερες τιμές (high), αντίστοιχα. Κατά σειρά πραγματοποιήθηκαν τα εξής σενάρια:

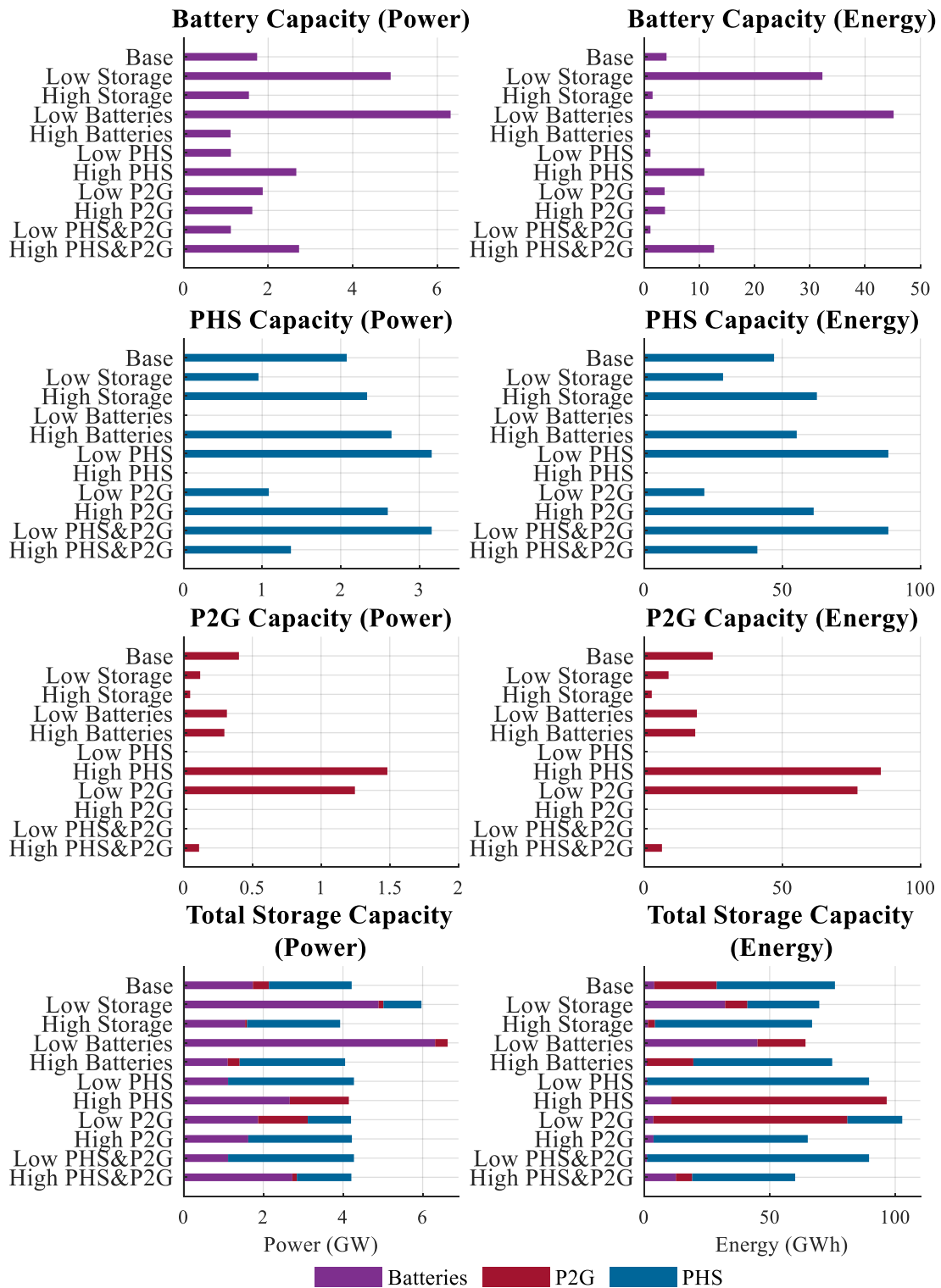
Πίνακας 6: Επεξήγηση σεναρίων για διαφορετικά κόστη επενδύσεων σε αποθηκευτικές μονάδες

Σενάριο	Li-Ion	PHS	P2G
Low/High Storage	Cheap/Expensive	Cheap/Expensive	Cheap/Expensive
Low/High Batteries	Cheap/Expensive	Base	Base
Low/High PHS	Base	Cheap/Expensive	Base
Low/High P2G	Base	Base	Cheap/Expensive
Low/High PHS&P2G	Base	Cheap/Expensive	Cheap/Expensive

6.5.1 Μονάδες Αποθήκευσης

Όπως αναμενόταν, καμιά από τις τρεις τεχνολογίες δεν αντικαθίσταται πλήρως από μία και μόνο διαφορετική. Αυτό συμβαίνει, διότι κάθε αποθήκευση διαθέτει διαφορετικά χαρακτηριστικά και επιτελεί ξεχωριστές λειτουργίες στο σύστημα. Παρόλα αυτά, φαίνεται να υπάρχει μια μικρή εξάρτηση μεταξύ αντλησιοταμίευσης και αποθήκευσης υδρογόνου, η οποία οφείλεται στο εξίσου φθηνότερο σκέλος ενέργειας, συγκριτικά με τις μπαταρίες. Επομένως, όταν η μια είναι ακριβότερη, επιλέγεται, κυρίως, η άλλη και αντιστρόφως.

Επιπλέον, παρατηρείται ότι μόνο οι μπαταρίες ιόντων λιθίου δεν εξαφανίζονται πλήρως σε κανένα σενάριο. Η αντλησιοταμίευση και η αποθήκευση υδρογόνου αυξομειώνονται, κατά γενική ομολογία, σύμφωνα με το Γράφημα 6.47, βάσει του κόστους επένδυσής τους. Η διαρκής ύπαρξη μπαταριών στο σύστημα, όμως, είναι απαραίτητη και συμβαίνει λόγω της αδιάλειπτης ανάγκης απόδοσης εφεδρειών, στις οποίες και συνεισφέρουν ιδιαιτέρως.



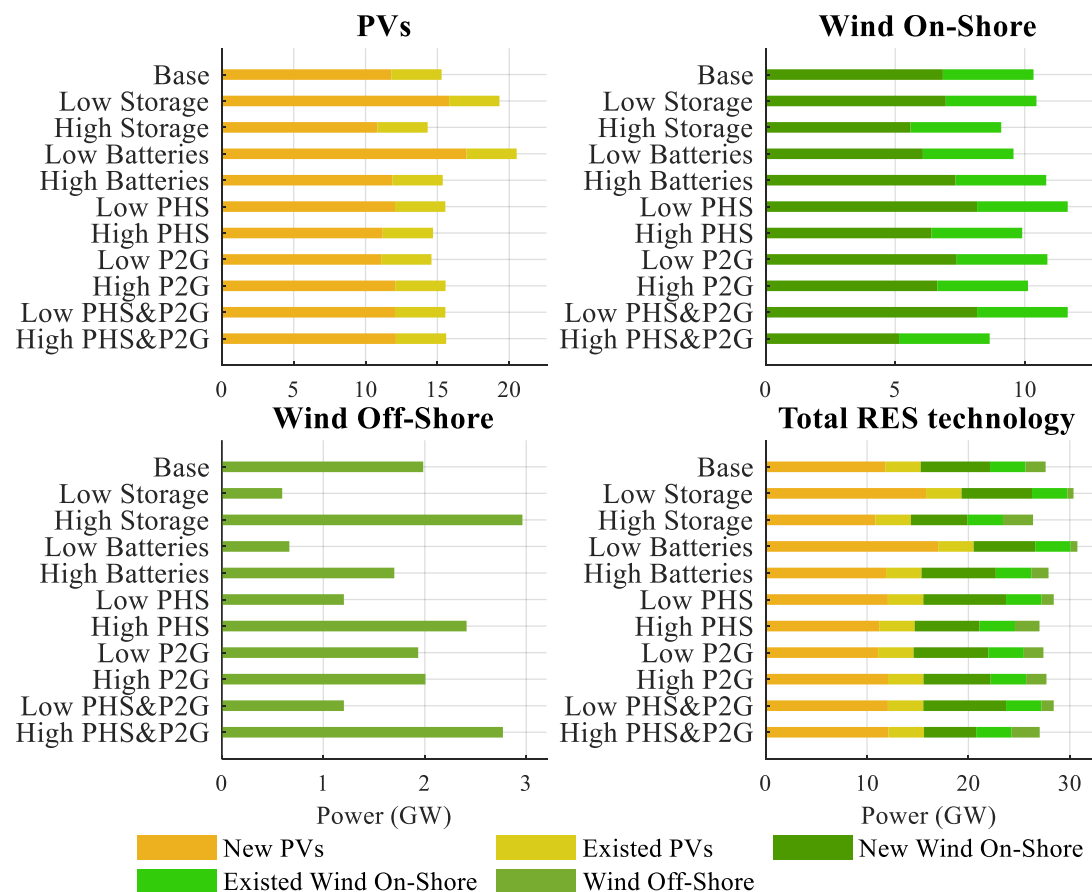
Γράφημα 6.47: Εγκατεστημένη ισχύς και ενέργεια αποθηκευτικών τεχνολογιών για διαφορετικά κόστη επενδύσεων σε αποθηκευτικές μονάδες

6.5.2 Νέες Τεχνολογίες ΑΠΕ

Παρατηρώντας το Γράφημα 6.48, σε συνδυασμό με το Γράφημα 6.47, είναι ξεκάθαρη η συσχέτιση μεταξύ του μεγέθους της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β και της αντίστοιχης των μπαταριών, αλλά και μεταξύ του κόστους αποθήκευσης και της εγκατεστημένης ισχύος των υπεράκτιων αιολικών πάρκων.

Αρχικά, η εισαγωγή πολλών Φ/Β σταθμών στο σύστημα, οδηγεί μεν σε μικρότερο συνολικό κόστος εγκατάστασης ανανεώσιμων πηγών, αλλά και σε μεγαλύτερη απαίτηση εφεδρειών. Στα σενάρια, λοιπόν, στα οποία υπάρχει η δυνατότητα εγκατάστασης μεγάλης ισχύος μπαταριών, γίνεται εφικτή η κάλυψη των προαναφερθεισών εφεδρειών και επιλέγεται η φθηνότερη λύση των φωτοβολταϊκών, τα οποία διαθέτουν, όμως, μικρότερο συντελεστή χρησιμοποίησης.

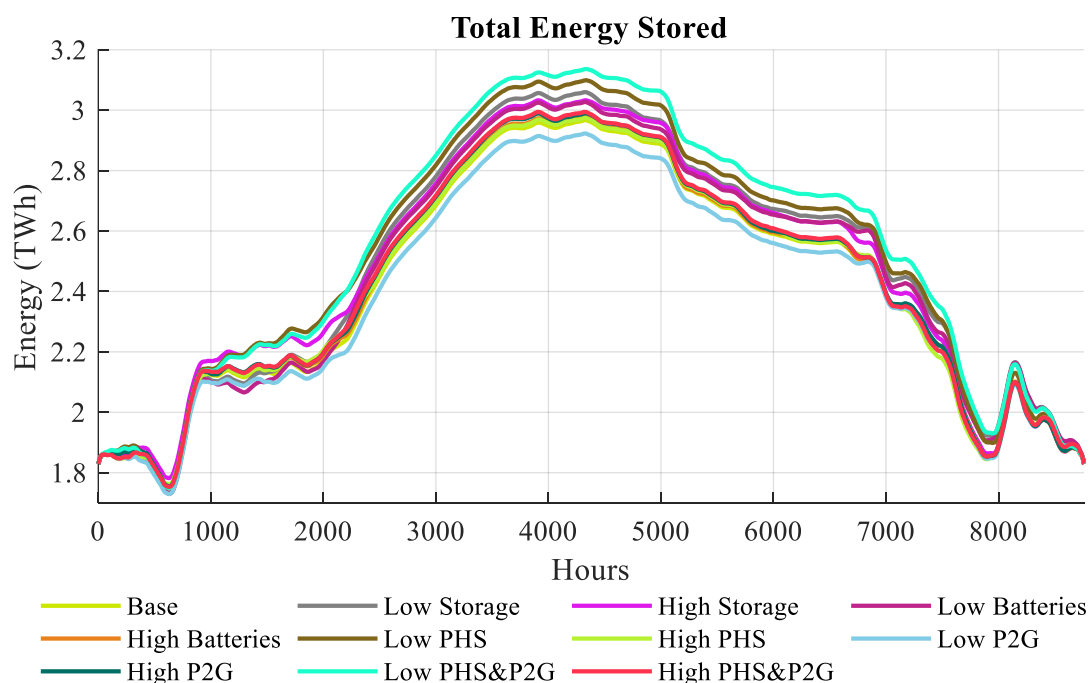
Ωστόσο, στις περιπτώσεις, που η αποθήκευση είναι ακριβότερη και δεν επαρκεί για την κάλυψη μεγάλης ποσότητας εφεδρειών, επιλέγεται η αύξηση της συνολικής απόδοσης των ΑΠΕ, μέσω της εγκατάστασης των πιο ακριβών υπεράκτιων αιολικών πάρκων, με τον υψηλότερο συντελεστή χρησιμοποίησης.



Γράφημα 6.48: Ισχύς νέων τεχνολογιών ΑΠΕ για διαφορετικά κόστη επενδύσεων σε αποθηκευτικές μονάδες

6.5.3 Λειτουργία Υδροηλεκτρικών Σταθμών

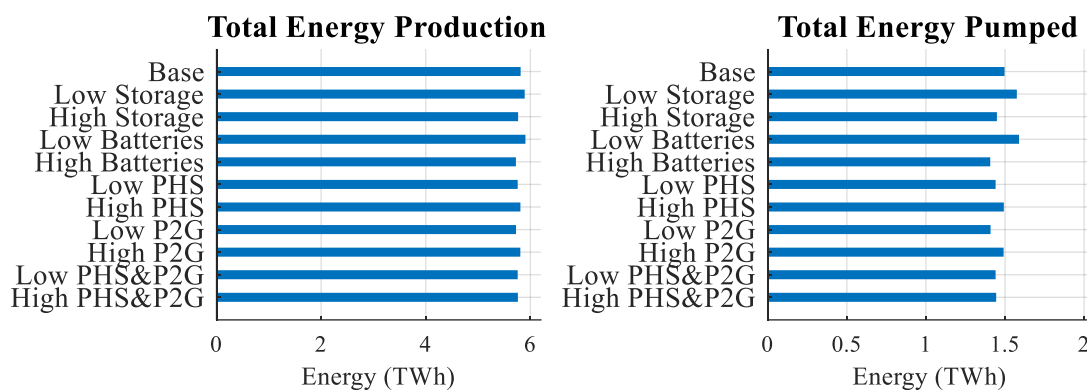
Η αποθηκευμένη ενέργεια κάθε ώρα του χρόνου στους ταμιευτήρες της χώρας, η οποία απεικονίζεται στο Γράφημα 6.49, εμφανίζει μια διακύμανση ως προς το μέγεθος της. Πιο συγκεκριμένα, κατά την αύξηση της ζήτησης -στις ώρες 4000 – 5000- η ποσότητα ενέργειας, που βρίσκεται διαθέσιμη στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, ποικίλλει και εξαρτάται από το μέγεθος της ανεξάρτητης αντλησιοταμίευσης που προστίθεται στο σύστημα ως αποθηκευτική τεχνολογία, αλλά και από τη διαθέσιμη συνολική ισχύ των αποθηκών. Οι ΥΗΣ, όπως έχει αναφερθεί και παραπάνω, λειτουργούν ως αποθηκευτικά μέσα και επομένως, είναι εύλογο, η συμπεριφορά τους να επηρεάζεται από την ύπαρξη επιπλέον αποθήκευσης στο σύστημα. Η ανεξάρτητη αντλησιοταμίευση λειτουργεί όπως και οι ΥΗΣ, επομένως όσο μεγαλύτερη χωρητικότητα διαθέτει, τόσο πιο έντονα προσομοιάζει έναν πλήρη και μεγάλο αντλητικό υδροηλεκτρικό σταθμό. Ταυτόχρονα, η αύξηση της συνολικής ισχύος της αποθήκευσης, καταλήγει στην ικανοποίηση των απαιτήσεων του συστήματος και αποφορτίζει την υδροηλεκτρική παραγωγή. Όπως παρατηρείται, αυξημένη χωρητικότητα αντλησιοταμίευσης διαθέτουν τα σενάρια για φθηνό PHS, για φθηνό PHS&P2G και για ακριβές αποθήκες, ενώ τις υψηλότερες ισχύς εμφανίζουν τα σενάρια για φθηνές αποθήκες και φθηνές μπαταρίες αντίστοιχα. Αυτά είναι και τα σενάρια, στα οποία η αποθηκευμένη υδροηλεκτρική ενέργεια αυξάνεται αισθητά.



Γράφημα 6.49: Αποθηκευμένη ενέργεια στο σύνολο των ταμιευτήρων της χώρας για διαφορετικά κόστη επενδύσεων σε αποθηκευτικές μονάδες

Από το Γράφημα 6.50 προκύπτει μια μικρή αύξηση στην ετήσια ενέργεια που αντλείται, για τα σενάρια στα οποία οι μπαταρίες βρίσκονται σε φθηνότερο κόστος από το βασικό σενάριο. Αυτή η αύξηση, οφείλεται στην ύπαρξη μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών, των

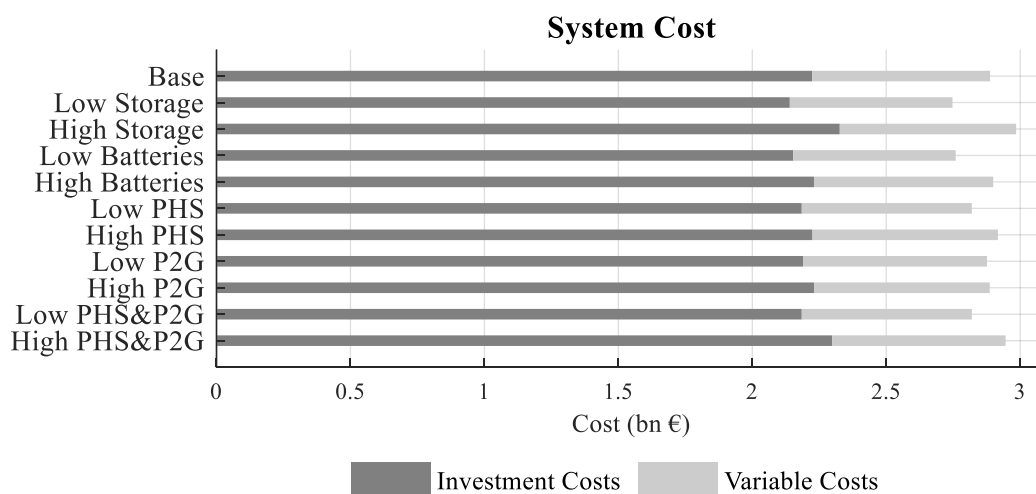
οποίων η περίοδος αυξημένης παραγωγής συμπίπτει με την περίοδο μειωμένης ζήτησης. Επομένως, όπως εξηγήθηκε και στο κεφάλαιο 6.3.5, το υπολειπόμενο φορτίο μειώνεται και έτσι δίνεται η ευκαιρία για μεγαλύτερη άντληση. Παράλληλα, στα δύο αυτά σενάρια, υπάρχει μεγάλη μείωση, έως και εξάλειψη, της αυτόνομης αντλησιοταμίευσης από τον στόλο αποθήκευσης, κάτι που ενισχύει την αύξηση της χρήσης των αντλητικών μονάδων από τους υφιστάμενους σταθμούς της χώρας.



Γράφημα 6.50: Ετήσια παραγωγή και ετήσια άντληση ενέργειας από ΥΗΣ για διαφορετικά κόστη επενδύσεων σε αποθηκευτικές μονάδες

6.5.4 Κόστος Συστήματος

Το συνολικό κόστος των αποτελεσμάτων, στο Γράφημα 6.51, φαίνεται να μην επηρεάζεται ιδιαίτερα από μεταβολές στα κόστη επενδύσεων των αποθηκευτικών μονάδων. Η ευελιξία του μοντέλου οδηγεί σε κάθε περίπτωση το σύστημα να επαναπροσδιορίζει το ενεργειακό μείγμα της χώρας, καταλήγοντας σε πολύ κοντινά τελικά αποτελέσματα, όσον αφορά το κόστος. Συγκεκριμένα οι διαφορές στα κόστη του συστήματος εμφανίζονται με διακύμανση από -4.9% έως 3.4%, με τις ακραίες τιμές, εύλογα, να εμφανίζονται στα ακραία σενάρια όπου όλες οι αποθηκευτικές μονάδες είναι φθηνότερες (Low Storage) ή ακριβότερες (High Storage).



Γράφημα 6.51: Κόστος συστήματος για διαφορετικά κόστη επενδύσεων σε αποθηκευτικές μονάδες

7

Επίλογος

7.1 Συμπεράσματα

Συνοψίζοντας, στην παρούσα εργασία υλοποιήθηκε ένας αλγόριθμος γραμμικού προγραμματισμού, ικανός να αποτυπώνει το βέλτιστο ενεργειακό μείγμα που απαιτείται για να επιτύχει η Ελλάδα συγκεκριμένους στόχους διείσδυσης και περικοπών ΑΠΕ. Όπως αποδείχθηκε, η πλήρης μοντελοποίηση των τεχνικών χαρακτηριστικών κάθε συμβατικής μονάδας, όπως τα τεχνικά ελάχιστα, δεν είναι υψίστης σημασίας για ένα πρόβλημα όπως αυτό, το οποίο καταλήγει σε μια διευρυμένη και γενική εικόνα του ηλεκτρικού συστήματος. Η ένταξη των τεχνικών περιορισμών των μονάδων φυσικού αερίου αυξάνει τον χρόνο πραγματοποίησης κάθε σεναρίου σε βαθμό που κρίνεται απαγορευτικός για τη διενέργεια πολλών παραμετρικών προσομοιώσεων.

Σε αντίθεση με τα παραπάνω, η ανυπαρξία των υδροηλεκτρικών σταθμών από το σύστημα ενέργειας της χώρας, οδηγεί σε εσφαλμένα συμπεράσματα, αναφορικά με την εγκατεστημένη ισχύ ανά τεχνολογία που δύναται να εισαχθεί στο ηλεκτρικό δίκτυο. Το συμπέρασμα είναι αναμενόμενο, αφού η συνεισφορά των ΥΗΣ στην κάλυψη της ζήτησης είναι αξιοσημείωτη και δε θεωρείται δόκιμο να παραλειφθεί. Παρόλα αυτά, η απλοποίηση στον τρόπο με τον οποίο εισάγονται στο μοντέλο οι σταθμοί, δηλαδή η μοντελοποίησή τους ως ένας ταμιευτήρας με έναν υδροστρόβιλο, οδηγεί σε μια αλλαγή της κατεύθυνση της αποθήκευσης προς την τεχνολογία της αντλησιοταμίευσης. Ωστόσο, οι μεταβολές στα αποτελέσματα του ενεργειακού μείγματος είναι μικρές και μπορούν να εξαχθούν γενικά συμπεράσματα χωρίς βλάβη της γενικότητας. Επομένως, εξαιτίας των μειωμένων απαιτήσεων χρόνου για κάθε προσομοίωση που απαιτεί ο αλγόριθμος με τον έναν ισοδύναμο ΥΗΣ, ο τελευταίος θεωρείται αξιόπιστος και χρήσιμος για την εύρεση τάσεων και γενικών συμπερασμάτων. Η ανάλυση, όμως, κάθε ενός

από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, οι οποίοι προφανώς δεν ακολουθούν απαραίτητα την ίδια λειτουργία, είναι αδύνατη.

Επιπλέον, είναι φανερό, ότι υπό κοινό στόχο διείσδυσης ΑΠΕ, για να μειωθούν οι περικοπές, απαιτείται περισσότερη ενέργεια αποθήκευσης. Επομένως, η τεχνολογία της αποθήκευσης υδρογόνου θα διαδραματίσει σημαντικό ρόλο σε ένα τέτοιο ενδεχόμενο, όντας η φθηνότερη τεχνολογία ως προς το σκέλος της ενέργειας. Μολαταύτα, το συνολικό κόστος του συστήματος σε διεισδύσεις της τάξεως του 90%, δε διαφέρει σημαντικά για σενάρια με διαφορετικά επίπεδα περικοπών. Θα μπορούσε να πει κανείς, λοιπόν, ότι με το ίδιο κόστος μπορεί το σύστημα να ανταπεξέλθει σε περικοπές από 5% έως 1%, ακολουθώντας απλώς διαφορετική πολιτική ως προς τις επενδύσεις σε ΑΠΕ και αποθήκες.

Ένα ακόμη πολύ σημαντικό συμπέρασμα, που απορρέει από τα αποτελέσματα των σεναρίων με διαφορετικά κόστη αποθήκευσης, είναι ότι οι μπαταρίες ιόντων λιθίου είναι αναγκαίες για το σύστημα, σε όλα τα σενάρια. Όπως φαίνεται, σε κανένα σενάριο δεν απουσιάζουν, σε αντίθεση με τις άλλες δύο τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται βάσει της βέλτιστης οικονομικότητας που προκύπτει από τις τιμές των παραμέτρων. Αυτό οφείλεται στην εξάρτηση που υπάρχει μεταξύ των εφεδρειών του συστήματος και των ευέλικτων μπαταριών, οι οποίες και συνεισφέρουν περισσότερο από κάθε άλλη μονάδα στην κάλυψή τους.

Ένας δείκτης που επαληθεύει το πως συνδέεται η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ με την ισχύ των αποθηκών είναι ο συντελεστής συσχέτισης. Ο συντελεστής συσχέτισης αποτελεί μια τιμή στο διάστημα $[0, 1]$, η οποία δείχνει πόσο συσχετισμένες είναι δύο μεταβλητές. Όσο πιο κοντά στο ένα φτάνει, τόσο πιο πολύ ομοιάζουν τα αποτελέσματα των μεταβλητών αυτών. Σύμφωνα, λοιπόν, με όλα τα παραπάνω σενάρια προκύπτουν οι εξής τιμές για τους συντελεστές συσχέτισης μεταξύ ανανεώσιμων πηγών και αποθηκευτικών τεχνολογιών:

Πίνακας 7: Συντελεστές συσχέτισης μεταξύ ΑΠΕ και αποθηκευτικών τεχνολογιών

	Φωτοβολταϊκά	Χερσαία Αιολικά Πάρκα	Υπεράκτια Αιολικά Πάρκα
<i>Li-Ion Batteries</i>	0.46	0.01	0.25
<i>Pumped-Hydro</i>	0.09	0.39	0.20
<i>Power-to-Gas</i>	0.05	0.03	0.55

Βάσει των τιμών που περιέχει ο Πίνακας 7, είναι φανερή η συσχέτιση μεταξύ εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β και μπαταρίας, αλλά και μεταξύ Wind Off-Shore και P2G. Τα Φ/Β έχοντας το χαμηλότερο συντελεστή χρησιμοποίησης, αποτελούν το μεγαλύτερο μέγεθος στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ. Επομένως, από τη σχέση μεταξύ Φ/Β και μπαταριών, επαληθεύεται και η εξάρτηση της κάλυψης των εφεδρειών από τις τελευταίες, καθώς οι εφεδρείες αυξάνονται αναλογικά με την εγκατεστημένη ισχύ ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Ταυτόχρονα, τα υπεράκτια αιολικά πάρκα, αποδίδοντας μεγάλα ποσά ενέργεια, ετεροχρονισμένα συνήθως προς τη ζήτηση, απαιτούν αποθήκες μεγάλης διάρκειας ώστε να μπορέσουν να αξιοποιηθούν

πλήρως. Για το λόγο αυτό, η αποθήκευση υδρογόνου είναι εξαιρετικά σημαντική σε συστήματα, τα οποία βασίζονται στην αιολική υπεράκτια παραγωγή.

7.2 Μελλοντικές Επεκτάσεις

Από τη στιγμή που η ανάγκη για απανθρακοποίηση του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας μεταφράζεται σε μια πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης, και κατά συνέπεια της Ελλάδας, περί στόχων διείσδυσης των ΑΠΕ, θεωρείται αναγκαία η εύρεση των βέλτιστων επιλογών που οφείλει να ακολουθήσει το κράτος προς την κατεύθυνση αυτή.

Εντούτοις, η βέλτιστη εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων που επιλέγονται, δεν οδηγεί εγγυημένα στην πλήρη κάλυψη της επάρκειας ισχύος του συστήματος. Επομένως, ο έλεγχος της επάρκειας των αποτελεσμάτων και η πιθανή επανάληψη μερικών σεναρίων, σε περιπτώσεις ανεπάρκειας, αποτελεί το επόμενο βήμα για την παρούσα εργασία.

Ακόμα, ο αλγόριθμος που έχει υλοποιηθεί καταλήγει σε μια ωριαία βέλτιστη σχεδίαση του ηλεκτρικού δικτύου της χώρας για ένα και μόνο έτος. Ως εκ τούτου, ο αλγόριθμος επιδέχεται, προφανώς, επέκταση ως προς τα έτη στα οποία μπορεί να κάνει εύρεση του βέλτιστου ενεργειακού μείγματος. Με άλλα λόγια, μια προέκταση της εργασίας είναι η επέκταση του αλγορίθμου από ετήσια σε πολυετή βάση. Κοινώς, η εύρεση του βέλτιστου ενεργειακού μείγματος της Ελλάδας για κάθε χρόνο για τα επόμενα εικοσιπέντε, για παράδειγμα, χρόνια, με στόχους διείσδυσης ανά χρόνο ή ανά τριετία/πενταετία κλπ.

Επιπλέον, η επέκταση του ελληνικού συστήματος επρόκειτο να συμβεί παράλληλα με την επέκταση των γραμμών διασύνδεσης μεταξύ γειτονικών χωρών, με απώτερο σκοπό τη δημιουργία ενός ενιαίου ηλεκτρικού συστήματος, αρχής γενομένης από τη νοτιοανατολική και, στη συνέχεια, ολόκληρης της Ευρώπης. Συνεπώς, μια από τις πιθανές προεκτάσεις της εργασίας είναι η μελέτη του ενιαίου ηλεκτρικού συστήματος της νοτιοανατολικής Ευρώπης, με ξεχωριστούς στόχους διείσδυσης ανά κράτος, αλλά με δυνατότητα επέκτασης των γραμμών μεταφοράς μεταξύ γειτονικών χωρών.

Τέλος, η χρήση της αποθήκευσης υδρογόνου συνεισφέρει τόσο στην κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, όσο και στην κάλυψη της ζήτησης φυσικού αερίου. Έτσι, όπως είναι λογικό, θα ήταν χρήσιμο να διερευνηθεί η συνέργεια των δύο αυτών κλάδων. Ως αποτέλεσμα, η P2G τεχνολογία αναμένεται να εκμεταλλευθεί ακόμα περισσότερο, ειδικότερα σε σενάρια υψηλών διεισδύσεων ΑΠΕ.

8

Παραρτήματα

8.1 Παράρτημα Α

Στο πρώτο παράρτημα καταγράφονται οι διαφορές που εμφανίζονται μεταξύ του αλγορίθμου που χρησιμοποιείται για το πλήθος των σεναρίων, τα οποία αναπτύχθηκαν παραπάνω, και εκείνου που συμπεριλαμβάνει τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων (integer αλγόριθμος). Ο integer αλγόριθμος έχει λάβει την ονομασία του εξαιτίας της ύπαρξης ακέραιων μεταβλητών απόφασης στη δομή του. Οι εξισώσεις που διαφοροποιούνται είναι, ουσιαστικά, εκείνες που μοντελοποιούν τις συμβατικές μονάδες (εξισώσεις (4.7)-(4.12)).

Αρχικά, οι 14 μονάδες παραγωγής ομαδοποιούνται σε δύο clusters, φθινών και ακριβών μονάδων. Το πρώτο περιέχει 3 και το δεύτερο 11 μονάδες με κοινά χαρακτηριστικά, τη μέγιστη δυνατή παραγωγή ανά μονάδα και την απόδοση ανά cluster. Επομένως οι παραπάνω εξισώσεις μετατρέπονται σε:

$$\begin{aligned}x_u(t) + \sum_{r^+} \text{reserve}_{u,r}(t) &\leq k_u(t) \cdot \text{maximum}_u && \forall u, t \\x_u(t) - \sum_r \text{reserve}_{u,r}(t) &\geq k_u(t) \cdot \text{minimum}_u && \forall u, t \\y(t) + \sum_{r^+} \text{reserve}_r^{\text{conv}}(t) &\leq k^{\text{conv}}(t) \cdot \text{maximum}_{\text{conv}} && \forall t \\y(t) - \sum_r \text{reserve}_r^{\text{conv}}(t) &\geq k^{\text{conv}}(t) \cdot \text{minimum}_{\text{conv}} && \forall t \\v(t) + \sum_{r^+} \text{reserve}_r^{\text{convCCS}}(t) &\leq k^{\text{convCCS}}(t) \cdot \text{maximum}_{\text{convCCS}} && \forall t \\v(t) - \sum_r \text{reserve}_r^{\text{convCCS}}(t) &\geq k^{\text{convCCS}}(t) \cdot \text{minimum}_{\text{convCCS}} && \forall t\end{aligned}$$

$$k_u(t) \leq k^{\text{maximum}} \quad \forall u, t$$

$$k^{\text{conv}}(t) \cdot \text{maximum}_{\text{conv}} \leq N_{\text{conv}} \quad \forall t$$

$$k^{\text{conv}^{\text{CCS}}}(t) \cdot \text{maximum}_{\text{conv}^{\text{CCS}}} \leq N_{\text{conv}^{\text{CCS}}} \quad \forall t$$

Όπου το σύμβολο $k(t)$ είναι η ακέραια μεταβλητή που συμβολίζει το πλήθος των μονάδων εντός του cluster που βρίσκονται σε λειτουργία. Προφανώς, για να εισαχθεί στο σύστημα μια νέα συμβατική μονάδα (conv) σταθερού μεγίστου $\text{maximum}_{\text{conv}}$ ενεργοποιείται η μεταβλητή N_{conv} , όπως και στον προηγούμενο αλγόριθμο.

Τέλος, για να γίνει πληρέστερο το πρόβλημα, οι εφεδρείες των μονάδων πρέπει να δίνονται βάση των ενταγμένων μονάδων από κάθε ομάδα. Με άλλα λόγια, οι μονάδες που έχουν ενταχθεί δύναται να συνεισφέρουν στις θετικές και στις αρνητικές εφεδρείες κάθε φορά. Επομένως, οι εξισώσεις (4.34) - (4.36) μετατρέπονται σε:

$$\text{reserve}_{u,r}(t) \leq k_u(t) \cdot \text{maximum}_u \cdot \text{maximum}_u^{\text{reserve}}(r) \quad \forall u, t, r$$

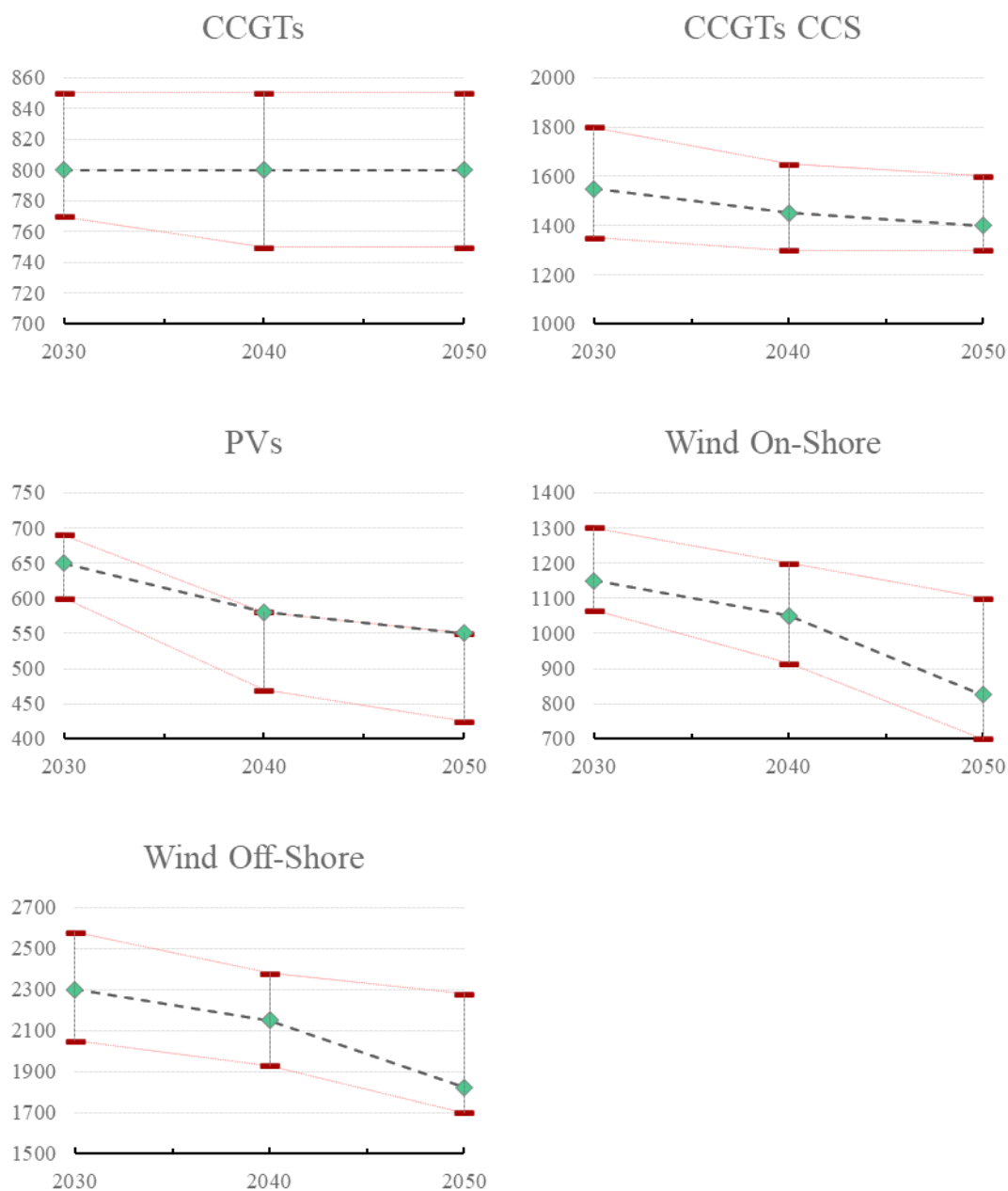
$$\text{reserve}_I^{\text{conv}}(t) \leq k^{\text{conv}}(t) \cdot \text{maximum}_{\text{conv}} \cdot \text{maximum}_{\text{conv}}^{\text{reserve}}(r) \quad \forall t, r$$

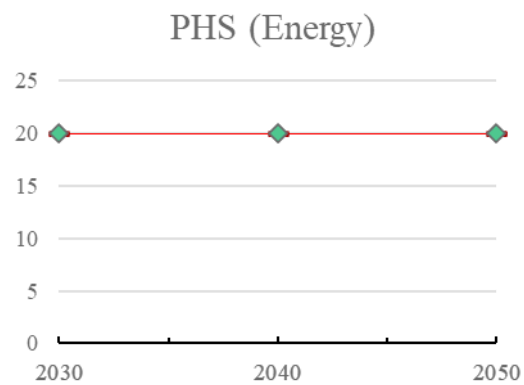
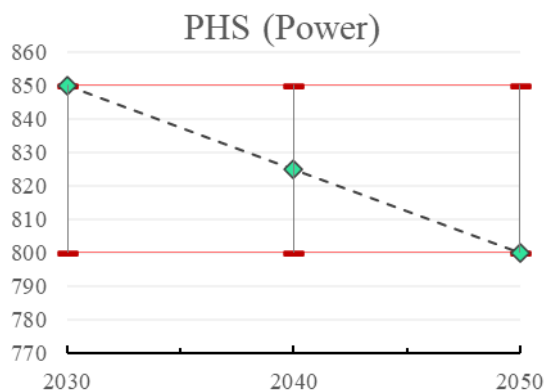
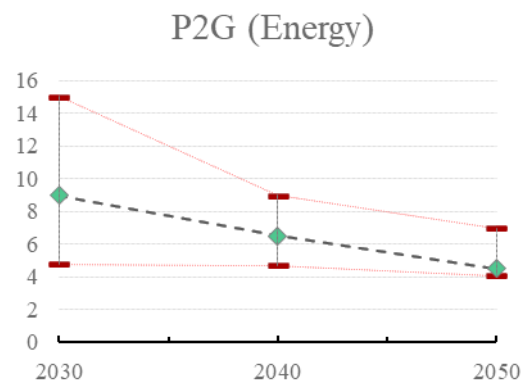
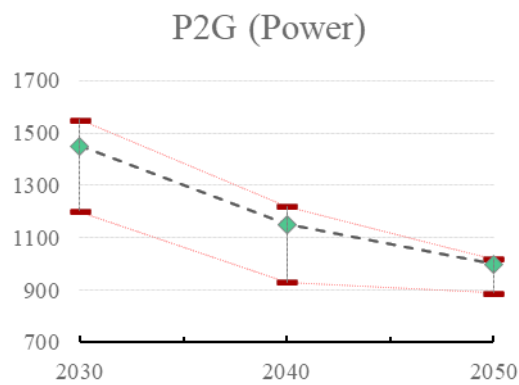
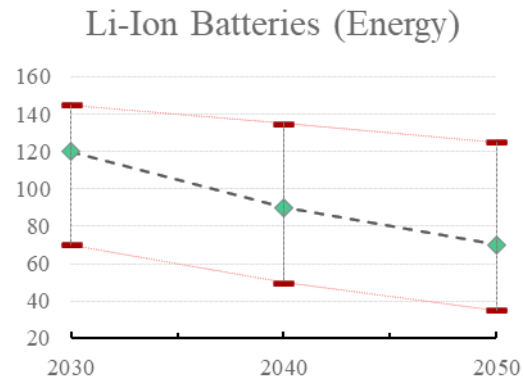
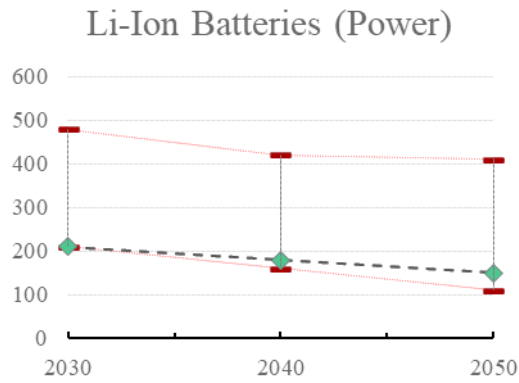
$$\text{reserve}_I^{\text{conv}^{\text{CCS}}}(t) \leq k^{\text{conv}^{\text{CCS}}}(t) \cdot \text{maximum}_{\text{conv}^{\text{CCS}}} \cdot \text{maximum}_{\text{conv}^{\text{CCS}}}^{\text{reserve}}(r) \quad \forall t, r$$

Συνεπώς, οι εφεδρείες φράσσονται, με αυτόν τον τρόπο, ανάλογα με το πλήθος των μονάδων που είναι σε λειτουργία κάθε ώρα του χρόνου [21].

8.2 Παράρτημα Β

Τα επενδυτικά κόστη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των τεχνολογιών αποθήκευσης προκύπτουν μέσα από τεχνικές προβλέψεις και από επεξεργασία δεδομένων. Το αποτέλεσμα είναι η απόδοση των τιμών βάσει της ανάπτυξης που χαίρει κάθε τεχνολογία κατά τη διάρκεια των ετών. Έτσι, δημιουργείται μια τάση για κάθε ξεχωριστή κατηγορία η οποία είναι είτε καθοδική, είτε ανοδική, είτε σταθερή. Για τα ΑΠΕ και τις αποθήκες που εισάγονται στο μοντέλο της παρούσας εργασίας έχουν εξαχθεί οι παρακάτω τάσεις από διάφορες πηγές.





Το εύρος κάθε παραμέτρου έχει προέλθει από ακραίες τιμές που χρησιμοποιούνται σε διαφορετικά μοντέλα. Για παράδειγμα, στο [98] προτείνονται τιμές κόστους ανά πενταετία για ΑΠΕ και συμβατικές μονάδες, ενώ στο [99] εμφανίζονται τιμές κόστους για τις τεχνολογίες αποθήκευσης. Ταυτόχρονα, άλλοι ερευνητές, όπως οι συγγραφείς των [24] και [21], διαθέτουν δημόσια τις τιμές που χρησιμοποιούν και τις πηγές αυτών. Τέλος, μεγάλοι οίκοι, όπως το «Εθνικό Εργαστήριο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας» («National Renewable Energy Laboratory – NREL»), κάνουν προβλέψεις για την πορεία των τιμών επενδύσεων τέτοιου είδους μονάδων [64], [100].

9

Βιβλιογραφία

- [1] J. Lelieveld, K. Klingmüller, A. Pozzer, R. T. Burnett, A. Haines, and V. Ramanathan, “Effects of fossil fuel and total anthropogenic emission removal on public health and climate,” *Proc. Natl. Acad. Sci.*, vol. 116, no. 15, pp. 7192 LP – 7197, Apr. 2019, doi: 10.1073/pnas.1819989116.
- [2] M. Höök and X. Tang, “Depletion of fossil fuels and anthropogenic climate change - A review,” *Energy Policy*, vol. 53, pp. 797–809, Jan. 2013, doi: 10.1016/j.enpol.2012.10.046.
- [3] Θ. Θεοφάνους, “Πειραματική απόδειξη της συνεισφοράς του CO₂ στο φαινόμενο του θερμοκηπίου.” Τμήμα Επιστήμης και Τεχνολογίας Περιβάλλοντος, Σχολή Γεωτεχνικών Επιστημών ..., 2012, [Online]. Available: <https://ktisis.cut.ac.cy/handle/10488/5595>.
- [4] U. Shahzad, “The Need For Renewable Energy Sources,” Aug. 2015.
- [5] L. Mantzos, T. Wiesenthal, F. Neuwahl, and M. Rózsai, “The POTEnCIA Central scenario: An EU energy outlook to 2050,” Luxembourg, 2019. doi: 10.2760/32835.
- [6] ΑΔΜΗΕ Α.Ε., “Μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας,” 2020. [Online]. Available: https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/type-file/2020/11/Energy_Report_202010_v1.pdf.
- [7] ΔΑΠΕΕΠ, “Μηνιαίο Στατιστικό Δελτίο ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ,” 2020. <https://www.dapeep.gr/energeia/ape-sithia/deltio-ape/>.
- [8] ΔΕΔΔΗΕ ΑΕ, “Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τον Ιούνιο 2020,” 2020. [Online]. Available: <https://www.deddie.gr/media/5597/πληροφοριακο-δελτιο-2020-ιουνιος.pdf>.
- [9] ΔΑΠΕΕΠ, “Ένεργειακό Μείγμα 2019.” <https://www.dapeep.gr/viosimi-anaptixi/energeiako-meigma/>.
- [10] Η Καθημερινή, “Έως το 2023 θα κλείσουν όλες οι εν λειτουργία λιγνιτικές μονάδες.”

- <https://www.kathimerini.gr/economy/business/1056209/eos-to-2023-tha-kleisoyn-oles-oi-en-leitoyrgia-lignitikes-monades/>.
- [11] “Συμφωνία του Παρισιού.” 2016, [Online]. Available: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/?uri=CELEX:22016A1019\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/?uri=CELEX:22016A1019(01)).
- [12] *Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ)*. Αθήνα, 2019.
- [13] T. Zhang and R. Baldick, “Consideration of Existing Capacity in Screening Curve Method,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 4, pp. 3038–3048, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2633399.
- [14] M. Jafari, M. Korpås, and A. Botterud, “Power system decarbonization: Impacts of energy storage duration and interannual renewables variability,” *Renew. Energy*, vol. 156, pp. 1171–1185, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.04.144>.
- [15] J. Garrison, T. Demiray, J. Abrell, J. Savelsberg, H. Weigt, and C. Schaffner, *Combining Investment, Dispatch, and Security Models - An Assessment of Future Electricity Market Options for Switzerland*. 2018.
- [16] G. N. Psarros, S. I. Nanou, S. V. Papaefthymiou, and S. A. Papathanassiou, “Generation scheduling in non-interconnected islands with high RES penetration,” *Renew. Energy*, vol. 115, pp. 338–352, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.08.050>.
- [17] A. Franz, J. Rieck, and J. Zimmermann, “A long-term unit commitment problem with hydrothermal coordination for economic and emission control in large-scale electricity systems,” *OR Spectr.*, vol. 42, no. 1, pp. 235–259, 2020, doi: 10.1007/s00291-020-00576-y.
- [18] J. A. Dowling *et al.*, “Role of Long-Duration Energy Storage in Variable Renewable Electricity Systems,” *Joule*, vol. 4, no. 9, pp. 1907–1928, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.07.007>.
- [19] D. S. Mallapragada, N. A. Sepulveda, and J. D. Jenkins, “Long-run system value of battery energy storage in future grids with increasing wind and solar generation,” *Appl. Energy*, vol. 275, p. 115390, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115390>.
- [20] D. A. Tejada-Arango, G. Morales-España, S. Wogrin, and E. Centeno, “Power-Based Generation Expansion Planning for Flexibility Requirements,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 3, pp. 2012–2023, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2940286.
- [21] A. van Stiphout, T. Brijs, R. Belmans, and G. Deconinck, “Quantifying the importance of power system operation constraints in power system planning models: A case study for electricity storage,” *J. Energy Storage*, vol. 13, pp. 344–358, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2017.07.003>.

- [22] A. MacDonald, C. Clack, A. Alexander, A. Dunbar, J. Wilczak, and Y. Xie, “Future cost-competitive electricity systems and their impact on US CO₂ emissions,” *Nat. Clim. Chang.*, vol. 6, Jan. 2016, doi: 10.1038/nclimate2921.
- [23] I. R. Garcia and A. Botterud, “Decarbonizing the Indian Power Sector by 2037: Evaluating Different Pathways that Meet Long-Term Emissions Targets,” Massachusetts Institute of Technology, 2019.
- [24] W.-P. Schill and A. Zerrahn, “Long-run power storage requirements for high shares of renewables: Results and sensitivities,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 83, pp. 156–171, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.205>.
- [25] A. Zerrahn and W.-P. Schill, “Long-run power storage requirements for high shares of renewables: review and a new model,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 79, pp. 1518–1534, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.098>.
- [26] J. E. T. Bistline and D. T. Young, “Emissions impacts of future battery storage deployment on regional power systems,” *Appl. Energy*, vol. 264, p. 114678, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114678>.
- [27] H. Liu, T. Brown, G. B. Andresen, D. P. Schlachtberger, and M. Greiner, “The role of hydro power, storage and transmission in the decarbonization of the Chinese power system,” *Appl. Energy*, vol. 239, pp. 1308–1321, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.009>.
- [28] H. Safaei and D. W. Keith, “How much bulk energy storage is needed to decarbonize electricity?,” *Energy Environ. Sci.*, vol. 8, no. 12, pp. 3409–3417, 2015, doi: 10.1039/C5EE01452B.
- [29] A. Blakers, B. Lu, and M. Stocks, “100% renewable electricity in Australia,” *Energy*, vol. 133, pp. 471–482, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.168>.
- [30] L. Condeixa, F. Oliveira, and A. S. Siddiqui, “Wasserstein-Distance-Based Temporal Clustering for Capacity-Expansion Planning in Power Systems,” in *2020 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, 2020, pp. 1–6, doi: 10.1109/SEST48500.2020.9203449.
- [31] T. Conlon, M. Waite, and V. Modi, “Assessing new transmission and energy storage in achieving increasing renewable generation targets in a regional grid,” *Appl. Energy*, vol. 250, pp. 1085–1098, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.05.066>.
- [32] G. C. van Kooten, P. Withey, and J. Duan, “How big a battery?,” *Renew. Energy*, vol. 146, pp. 196–204, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.121>.
- [33] P. Nahmmacher, E. Schmid, L. Hirth, and B. Knopf, “Carpe diem: A novel approach to select representative days for long-term power system modeling,” *Energy*, vol. 112, pp.

- 430–442, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.081>.
- [34] K. Poncelet, E. Delarue, D. Six, J. Duerinck, and W. D'haeseleer, “Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models,” *Appl. Energy*, vol. 162, pp. 631–643, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.100>.
- [35] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 511–536, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>.
- [36] R. Amirante, E. Cassone, E. Distaso, and P. Tamburrano, “Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 132, pp. 372–387, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.11.046>.
- [37] Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, and Y. Fujii, “Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies,” *Appl. Energy*, vol. 267, p. 113956, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113956>.
- [38] M. Chen, T. Ookubo, K. Hasegawa, T. Oda, M. Ihara, and K. Tokimatsu, “Techno-economic analysis on renewable energy via hydrogen, views from macro and micro scopes,” *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 1949–1954, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.450>.
- [39] J. Ikäheimo, J. Kiviluoma, and M. Azevedo, *The role of P2G in a power system with large amounts of PV, wind power and hydro power*. 2016.
- [40] ΑΔΜΗΕ Α.Ε., “Ζήτηση στο σύστημα,” 2018. <https://www.admie.gr/agora/statistika-agoras/kyrioi-deiktes-dashboard/zitisi-sto-systima>.
- [41] ΑΔΜΗΕ Α.Ε., “Παραγωγή ανά καύσιμο,” 2018. <https://www.admie.gr/agora/statistika-agoras/kyrioi-deiktes-dashboard/paragogi-ana-kaysimo-isozygio-diasyndeseon>.
- [42] Δ. Γεωργιόπουλος and X. Κ. Δήμου, “Υδροηλεκτρικά Έργα 2015 - 2040 - Ανάπτυξη και Προοπτικές,” in *3ο Πανελλήνιο Συνέδριο Φραγμάτων και Ταμιευτήρων: Διαχείριση Έργων και Προοπτικές Ανάπτυξης*, 2017, p. 13, [Online]. Available: https://www.ypethe.gr/sites/default/files/archivefiles/ydroilektrika_erga_2015_-_2040_-_anaptyxi_kai_prooptikes.pdf.
- [43] M. Moser, H.-C. Gils, and G. Pivaro, “A sensitivity analysis on large-scale electrical energy storage requirements in Europe under consideration of innovative storage technologies,” *J. Clean. Prod.*, vol. 269, p. 122261, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122261>.

- [44] “Hydro Power in Ancient Times: ca. 300 BCE-500 CE.” <http://www.history.alberta.ca/energyheritage/energy/hydro-power/hydro-power-in-ancient-times.aspx>.
- [45] International Energy Agency, “Electricity generation by source.” <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy supply&indicator=ElecGenByFuel>.
- [46] Hydro Québec, “Hydropower is renewed through the natural water cycle.” <https://www.hydroquebec.com/about/our-energy.html>.
- [47] J. Mbaka and M. Mwaniki, “Small Hydro-power Plants in Kenya: A Review of Status, Challenges and Future Prospects,” *J. Renew. Energy Environ.*, vol. 3, pp. 20–26, Sep. 2017.
- [48] R. Viadero, M. Rehbein, and A. Singh, *Hydropower on the Mississippi River*. 2017.
- [49] ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ, *Σύστημα Αντλησιοταμίευσης στην Αμφιλοχία*. 2016, p. 34.
- [50] Α. Ευστρατιάδης, Ν. Μαμάσης, and Δ. Κουτσογιάννης, “Υδροηλεκτρική ενέργεια - Γενικές διατάξεις υδροενεργειακών έργων.” p. 23, 2020, [Online]. Available: https://www.itia.ntua.gr/el/getfile/2050/2/documents/02_HydropowerLayout.pdf.
- [51] “Explain the working of pelton turbine.” <https://www.rgpvonline.com/answer/basic-mechanical-engineering/15.html>.
- [52] Γ. Σκόρδας, “Ηπιες και νέες μορφές ενέργειας.” 2015, [Online]. Available: <https://eclass.uowm.gr/modules/document/file.php/MECH244/GSkodras Lecture 15.pdf>.
- [53] Θ. Τσίκογλου and Μ. Βλαχογιάννης, “Υδροστρόβιλοι,” in *Ρευστοδυναμικές Μηχανές*, Αθήνα: Σύνδεσμος Ελληνικών Ακαδημαϊκών Βιβλιοθηκών, 2015, p. Κεφ. 8.
- [54] “Kaplan Turbine.” <https://learnmechanical.com/kaplan-turbine/>.
- [55] IHA Central Office, “Hydropower Status Report: Sector trends and insights,” 2020. [Online]. Available: https://hydropower-assets.s3.eu-west-2.amazonaws.com/publications-docs/2020_hydropower_status_report.pdf.
- [56] Japan Commission on Large Dams, “Seawater Pumped-Storage Power Plant,” 2011. <http://web.archive.org/web/20030430004611/http://www.jcold.or.jp/Eng/Seawater/Summary.htm>.
- [57] ΔΕΗ Ανανεώσιμες Α.Ε., *Ναέρας - Υβριδικό ενεργειακό έργο Ικαρίας*. .
- [58] Ι. Αργυράκης, “Εκμετάλλευση των υδροηλεκτρικών σταθμών ως έργων πολλαπλού σκοπού,” Ιωάννινα, 2009. [Online]. Available: http://library.tee.gr/digital/m2380/m2380_argirakis.pdf.

- [59] Eurostat, “Electricity production capacities by main fuel groups and operator,” 2018. <https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>.
- [60] R. Fernandez-Blanco Carramolino, K. Kavvadias, A. de Roo, B. Bisselink, and I. Hidalgo Gonzalez, “The water-energy nexus and the implications for the flexibility of the Greek power system,” EUR 28411 EN, 2016. doi: 10.2760/361084.
- [61] B. Zakeri and S. Syri, “Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis,” *Renew. Sustain. Energy Rev. Elsevier*, vol. 42, no. C, pp. 569–596, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.01.
- [62] B. D. Boruah, “Recent advances in off-grid electrochemical capacitors,” *Energy Storage Mater.*, vol. 34, pp. 53–75, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2020.08.031>.
- [63] S. Liu, S. Sun, and X.-Z. You, “Inorganic nanostructured materials for high performance electrochemical supercapacitors,” *Nanoscale*, vol. 6, no. 4, pp. 2037–2045, 2014, doi: 10.1039/C3NR05403A.
- [64] W. Cole and A. Will Frazier, “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update,” Golden, 2020. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75385.pdf>.
- [65] J. Zhang, L. Zhang, F. Sun, and Z. Wang, “An Overview on Thermal Safety Issues of Lithium-ion Batteries for Electric Vehicle Application,” *IEEE Access*, vol. PP, p. 1, May 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2824838.
- [66] D. Linden and T. B. Reddy, “Lead-Acid Batteries,” in *Handbook of Batteries*, Third., S. Chapman, Ed. United States of America: The McGraw-Hill Companies, Inc., 2002.
- [67] B. V Rajanna and M. Kumar, “Dynamic model development for lead acid storage battery,” vol. 15, pp. 609–619, Aug. 2019, doi: 10.11591/ijeecs.v15.i2.pp609-619.
- [68] M. E. Company, “Batteries - Comparing the specific energy of various electrochemistry.” <https://uavfpvbattery.com/2018/02/28/batteries-comparing-the-specific-energy-of-various-electrochemistry/>.
- [69] C. Ronneau, *Énergie, Pollution De L'air et Développement Durable*. Presses universitaires de Louvain, 2004.
- [70] “Unit Conversion Data for Hydrogen.” http://www.uigi.com/h2_conv.html.
- [71] D. Guilbert, B. Yodwong, W. Kaewmanee, and M. Phattanasak, “Power converters for hybrid renewable energy systems with hydrogen buffer storage: A short review,” *2018 Int. Conf. Smart Grid*, pp. 28–33, 2018.
- [72] S. Shiva Kumar and V. Himabindu, “Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review,” *Mater. Sci. Energy Technol.*, vol. 2, no. 3, pp. 442–454, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>.

- [73] P. Artuso, R. Gammon, F. Orecchini, and S. J. Watson, “Alkaline electrolyzers: Model and real data analysis,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 13, pp. 7956–7962, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.01.094>.
- [74] Ø. Ulleberg, “Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 28, no. 1, pp. 21–33, 2003, doi: [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(02\)00033-2](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(02)00033-2).
- [75] A. Hauch *et al.*, “Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis,” *Science (80-.)*, vol. 370, no. 6513, p. eaba6118, Oct. 2020, doi: [10.1126/science.aba6118](https://doi.org/10.1126/science.aba6118).
- [76] S. A. Grigoriev, V. I. Porembsky, and V. N. Fateev, “Pure hydrogen production by PEM electrolysis for hydrogen energy,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 31, no. 2, pp. 171–175, 2006, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2005.04.038>.
- [77] T. Trouvé *et al.*, “Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks,” 2019. [Online]. Available: <http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/en/2019/Technical-economic-conditions-for-injecting-hydrogen-into-natural-gas-networks-report2019.pdf>.
- [78] C. J. Quarton and S. Samsatli, “Should we inject hydrogen into gas grids? Practicalities and whole-system value chain optimisation,” *Appl. Energy*, vol. 275, p. 115172, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115172>.
- [79] B. Castellani *et al.*, “Experimental Investigation on CO₂ Methanation Process for Solar Energy Storage Compared to CO₂-Based Methanol Synthesis,” *Energies*, vol. 10, p. 855, Jun. 2017, doi: [10.3390/en10070855](https://doi.org/10.3390/en10070855).
- [80] K. Βουρνάς, Β. Κ. Παπαδιάς, and Κ. Ντελκίης, *Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας: Έλεγχος και Ενστάθεια Συστήματος*. Αθήνα: Εκδόσεις Συμμετρία, 2011.
- [81] H. to system (H2sys), “Fuel Cell Systems.” <https://www.h2sys.fr/en/technologies-2/fuel-cell-systems/>.
- [82] C. Boccaletti, G. Duni, G. Fabbri, and E. Santini, “Simulation Models of Fuel Cell Systems,” 2006.
- [83] J. Messina, “Compressed Air Energy Storage: Renewable Energy,” 2010. [Online]. Available: <https://phys.org/news/2010-03-compressed-air-energy-storage-renewable.html>.
- [84] X. Zhuang, T. Rabczuk, and C. Liang, “A Coupled Thermo-Hydro-Mechanical Model of Jointed Hard Rock for Compressed Air Energy Storage,” *Math. Probl. Eng.*, vol. 9, Jan. 2014, doi: [10.1155/2014/179169](https://doi.org/10.1155/2014/179169).
- [85] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, J. Clarke, and C. Krupke, “Overview of Current

- Development in Compressed Air Energy Storage Technology,” *Energy Procedia*, vol. 62, pp. 603–611, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.12.423>.
- [86] J. Wang *et al.*, “Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development,” *Energies*, vol. 10, no. 7. 2017, doi: 10.3390/en10070991.
- [87] J. McTigue, “Analysis and optimisation of thermal energy storage,” 2016.
- [88] Ratna, “Flywheel as Energy Storage Device, Calculations and Rotor Requirements.” <https://electricalfundablog.com/flywheel-energy-storage-calculations-rotor/>.
- [89] A. A. K. Arani, H. Karami, G. B. Gharehpetian, and M. S. A. Hejazi, “Review of Flywheel Energy Storage Systems structures and applications in power systems and microgrids,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, pp. 9–18, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.166>.
- [90] C. S. Lai, G. Locatelli, A. Pimm, X. Wu, and L. L. Lai, “A review on long-term electrical power system modeling with energy storage,” *J. Clean. Prod.*, vol. 280, p. 124298, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124298>.
- [91] G. N. Psarros, S. P. Kokkolios, and S. A. Papathanassiou, “Centrally Managed Storage Facilities in Small Non-Interconnected Island Systems,” in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2018, pp. 1–6, doi: 10.1109/UPEC.2018.8542102.
- [92] F. Grueger, F. Möhrke, M. Robinius, and D. Stolten, “Early power to gas applications: Reducing wind farm forecast errors and providing secondary control reserve,” *Appl. Energy*, vol. 192, pp. 551–562, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.131>.
- [93] A. Raza, R. Gholami, R. Rezaee, V. Rasouli, and M. Rabiei, “Significant aspects of carbon capture and storage – A review,” *Petroleum*, vol. 5, no. 4, pp. 335–340, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.12.007>.
- [94] E. Roessing, J. Vrabič, S. Den Engelsen, S. Jereb, H. F. Viegas, and O. Dumitrescu, “Επίδειξη της δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα και καινοτόμων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε εμπορική κλίμακα στην ΕΕ: δεν επιτεύχθηκε η επιδιωκόμενη πρόοδος την περασμένη δεκαετία,” Luxembourg, 2018. doi: 10.2865/494490.
- [95] E. Weidner *et al.*, *Energy Technology Reference Indicator (ETRI) projections for 2010-2050*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2014.
- [96] S. Roussanaly, J. A. Ouassou, R. Anantharaman, and M. Haaf, “Impact of Uncertainties on the Design and Cost of CCS From a Waste-to-Energy Plant,” *Front. Energy Res.*, vol. 8, p. 17, 2020, doi: 10.3389/fenrg.2020.00017.

- [97] ΑΔΜΗΕ Α.Ε., “Απαιτήσεις ΗΕΠ.” https://www.admie.gr/agora/statistika-agoras/dedomena?data_type%5B%5D=498&op=Υποβολή.
- [98] C. Wang and R. Dargaville, “Modelling Australia’s transition to 100% renewable electricity,” in *2019 9th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES)*, 2019, pp. 1–6, doi: 10.1109/ICPES47639.2019.9105634.
- [99] C. Pape *et al.*, “SPEICHERBEDARF FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN – SPEICHERALTERNATIVEN – RECHTLICHER HEMMNISSE Endbericht,” p. 126, 2014.
- [100] W. DRISCOLL, “NREL study backs hydrogen for long-duration storage.” <https://pv-magazine-usa.com/2020/07/03/nrel-study-backs-hydrogen-for-long-duration-storage/>.