



ΕΘΝΙΚΟ
ΜΕΤΣΟΒΙΟ
ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

«ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ»



Σταμάτης Μάριος Καντάρης-Τζαβέλλας

Επιβλέπων Καθηγητής: Ιωάννης Αντωνιάδης, Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Μάρτιος 2021



**SCHOOL OF
MECHANICAL
ENGINEERING**

DIPLOMA THESIS

«EVALUATION OF ENERGY STORAGE SYSTEMS USING HYDROGEN»



Stamatis Marios Kantaris-Tzavellas

Supervisor: Ioannis Antoniadis, Professor at National Technical University of Athens

Athens, March 2021

Υπεύθυνη δήλωση για λογοκλοπή και για κλοπή πνευματικής ιδιοκτησίας:

Έχω διαβάσει και κατανοήσει τους κανόνες για τη λογοκλοπή και τον τρόπο σωστής αναφοράς των πηγών που περιέχονται στον οδηγό συγγραφής Διπλωματικών Εργασιών. Δηλώνω ότι, από όσα γνωρίζω, το περιεχόμενο της παρούσας Διπλωματικής Εργασίας είναι προϊόν δικής μου εργασίας και υπάρχουν αναφορές σε όλες τις πηγές που χρησιμοποίησα.

Σταμάτιος Καντάρης

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε το ακαδημαϊκό έτος 2020-2021 στο πλαίσιο του μαθήματος “Βιομηχανικές Εγκαταστάσεις” της σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών ΕΜΠ.

Ευχαριστώ θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή κ. Ιωάννη Αντωνιάδη, ο οποίος εισηγήθηκε το θέμα της διπλωματικής εργασίας και ανέλαβε την καθοδήγηση μου καθ’ όλη τη διάρκεια εκπόνησής της, στηρίζοντας και βοηθώντας με σε κάθε βήμα μέχρι το πέρας της.

Ένα πραγματικά μεγάλο ευχαριστώ στον κ. Γεώργιο Πάλλα για την αμέριστη στήριξη και την ειλικρινή εμπιστοσύνη στο πρόσωπό μου, του οποίου οι ενέργειες και οι παραινέσεις ήταν κομβικές για την περάτωση αυτής της εργασίας, και στη Δρ. Μηχανολόγο Μηχανικό Ανθή Κρουστάλλη, της οποίας οι παρεμβάσεις και οι συμβουλές ώστε να ολοκληρωθεί η παρούσα διπλωματική εργασία ήταν καθοριστικές.

Ακόμα, θέλω να πω ένα τεράστιο ευχαριστώ μέσα από τα βάθη της καρδιάς μου, παρότι δεν μπορεί να αποτυπωθεί σε λέξεις η ευγνωμοσύνη που τους οφείλω, με τη σειρά στους φίλους μου Γιάννη Βροχίδη, Νίκο Πάλλα, Τάσο Λειβαδιώτη, Ανδρέα Μπαμπούνη διότι χωρίς τη συνδρομή αυτών τόσο στην κοινή φοιτητική όσο και γενικότερα ζωή σε καμία περίπτωση δε θα μπορούσα να φτάσω εδώ που είμαι.

Τέλος, δε θα μπορούσα να μην εκφράσω τη μεγάλη μου αγάπη και στον αδερφό μου Γιώργο, του οποίου η συνεχής, αδιάλειπτη και αφιλοκερδής στήριξη με συνόδεψε, με συνοδεύει και (ελπίζω) θα με συνοδεύει παντοτινά.

Στη μνήμη του πατέρα μου

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η ολοένα και αυξανόμενη ζήτηση και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο έχει οδηγήσει στην δραματική αύξηση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων, χωρίς μάλιστα να υπάρχει ταυτόχρονη αύξηση της αποδοτικότητας. Οι λόγοι αυτοί επιτάσσουν την εύρεση νέων μεθόδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και φανερώνουν την ανάγκη περαιτέρω ώθησης στην αναδυόμενη οικονομία των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), με στόχο την αντικατάσταση των ορυκτών καυσίμων και τη μείωση του περιβαλλοντικού αποτυπώματος στο εγγύς μέλλον. Ωστόσο, η έντονη διαλειπτότητα και στοχαστικότητα που χαρακτηρίζει τα συστήματα ΑΠΕ δημιουργεί προβλήματα μεταβλητότητας ισχύος και απόδοσης, οπότε κρίνεται επιτακτική η ανάγκη ύπαρξης συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, τόσο βραχυπρόθεσμης όσο και μακροπρόθεσμης.

Η παρούσα διπλωματική εργασία παρουσιάζει μια συνοπτική αποτίμηση των συστημάτων αυτών και εστιάζει στην ανάλυση των μεθόδων αποθήκευσης, παραγωγής και διανομής του υδρογόνου το οποίο, παρά τα προβλήματα ασφαλείας που απορρέουν από τη χρήση του, έχει τη δυνατότητα και τις προοπτικές ως καύσιμο του μέλλοντος να αποτελέσει κομμάτι υβριδικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας, με μελλοντικό στόχο την ύπαρξη συστημάτων αποτελούμενων από 100% ΑΠΕ. Η μελέτη επικεντρώνεται σε τέτοιου είδους συστήματα σε απομακρυσμένες περιοχές εκτός δικτύου ανά τον κόσμο με εφαρμογή διαφόρων επιλογών ηλεκτροπαραγωγής. Τέλος, επιχειρείται μια προσπάθεια μελέτης στην Κάρπαθο, ώστε να διερευνηθούν οι δυνατότητες εγκατάστασης μονάδας παραγωγής υδρογόνου στο νησί.

ABSTRACT

The continuously increasing energy demands and consequently, the respective augmentation of energy production has led to a dramatic increase in the environmental impact without a simultaneous increase in the efficiency. The aforementioned reasons impose the utilisation of innovative methods of energy production and underline the undeniable need for more steps towards the promotion of the Renewable Energy Sources, aiming to the replacement of fossil fuels and the attenuation of the catastrophic environmental repercussions emerging from their use. Nevertheless, the stochastic and intermittent nature of the Renewable Energy Sources causes an erratic trend of energy production and cannot ensure a stable efficiency. Therefore, it becomes apparent that the need for the development of systems dedicated to short-term as well as long-term energy storage, should be considered imperative.

The present thesis illustrates a brief evaluation of these systems and the main interest is centered around the analysis of the energy storage, production and distribution methods of hydrogen as a fuel of tomorrow, which is capable of constituting an indispensable component for the composition of state-of-the-art hybrid energy systems, where the ultimate goal is the construction of such systems consisting of 100% Renewable Energy Sources, regardless of the safety issues related to its use. It has to be mentioned that the included study focuses on this kind of promising hybrid systems located mainly in remote off-grid areas across the globe, where the production of hydrogen is combined with different options for electricity production. Finally, a test case regarding the island of Karpathos is attempted, in order for the possibility of constructing a hydrogen production system to be investigated.

ΣΚΟΠΟΣ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η μελέτη των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, με ειδίκευση και έμφαση στη χρήση του υδρογόνου ως καυσίμου του μέλλοντος. Αφετηρία αυτής της αναζήτησης στάθηκε το γεγονός πως είναι πλέον πιο ορατό από ποτέ το ενδεχόμενο εξάντλησης των ορυκτών πόρων δεδομένης της υπερκατανάλωσης τους, καθώς και της ραγδαίας αύξησης των ενεργειακών αναγκών στον πλανήτη λόγω της ανάπτυξης της βιομηχανίας και του υπερπληθυσμού. Ταυτόχρονα, έχει καταστεί κοινώς αποδεκτό το τεράστιο οικολογικό πρόβλημα που απορρέει από τη χρήση των ορυκτών καυσίμου, με το φαινόμενο του θερμοκηπίου να χρήζει πλέον άμεσης αντιμετώπισης, κάτι που επιτυγχάνεται με τη στροφή της βιομηχανίας και της ενεργειακής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Βέβαια, παρά το γεγονός πως η “πράσινη λύση” των ΑΠΕ έχει σαφώς πολλαπλά οφέλη, δε θα μπορούσε να μη διέπεται και από έντονα προβλήματα που εμποδίζουν μέχρι αυτή τη στιγμή την περαιτέρω διεύρυσή τους στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Τα πιο συχνά από αυτά είναι η μεταβλητότητα της ισχύος και η διαλειπτότητα που τις χαρακτηρίζει, δεδομένου πως οι φυσικές πηγές ενέργειας βάσει των οποίων δουλεύουν οι ΑΠΕ λειτουργούν μόνο σε συγκεκριμένες περιβαλλοντικές συνθήκες (για παράδειγμα τα φωτοβολταϊκά λειτουργούν μόνο τη μέρα και οι ανεμογεννήτριες μόνο αν η ισχύς του ανέμου είναι ικανοποιητική).

Η λύση σε αυτά τα προβλήματα δίνεται μέσω της χρήσης διαφόρων τρόπων αποθήκευσης ενέργειας, όπως μπαταρίες, σφόνδυλοι, πηνία, πυκνωτές, το ενδιαφέρον όμως σε αυτή την εργασία επικεντρώνεται στη χρήση του υδρογόνου. Οι λόγοι αυτής της επιλογής είναι οι αδιαμφισβήτητες προοπτικές του υδρογόνου όσον αφορά τη μακροπρόθεσμη αποθήκευση ενέργειας, καθώς και οι δυνατότητες διαχείρισης υψηλών τιμών ισχύος, ενώ ταυτόχρονα λειτουργώντας επικουρικά σαν αποθηκευτικό μέσο στην ηλεκτροπαραγωγή εξασφαλίζει τόσο την κάλυψη την ενεργειακής ζήτησης σε στιγμές αιχμής όσο και υψηλή αποδοτικότητα.

Στόχος της παρούσας διπλωματικής είναι να αναδειχθεί η υπεροχή του υδρογόνου έναντι των άλλων αποθηκευτικών μέσων για χρήση του σε υβριδικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε απομακρυσμένες ή εκτός δικτύου περιοχές. Η μελέτη βασίστηκε πρωτίστως στη διερεύνηση της κάλυψης του φορτίου στην εκάστοτε περιοχή μέσω του

υδρογόνου στις περιπτώσεις μη λειτουργίας των ΑΠΕ, στο οικονομικό κομμάτι με σύγκριση των υπαρχόντων δομών παραγωγής ενέργειας με το υβριδικό σύστημα ΑΠΕ-υδρογόνου ή ΑΠΕ-μπαταριών-υδρογόνου και τέλος, στην εξέταση μείωσης των εκπομπών ρύπων και αερίων του θερμοκηπίου. Η διπλωματική εργασία ολοκληρώνεται με την περίπτωση μελέτης εγκατάστασης συστήματος αιολικού-υδρογόνου στην Κάρπαθο, ώστε να εξεταστεί η οικονομική βιωσιμότητα μιας τέτοιας επένδυσης στο συγκεκριμένο νησί.

ΔΙΑΡΘΡΩΣΗ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Το παρόν κείμενο αποτελείται από τέσσερα διακριτά τμήματα, τα οποία ξεχωρίζουν ως κεφάλαιο 2 για τους διάφορους τρόπους αποθήκευσης, ως κεφάλαια 3-6 για όλα όσα αφορούν την αποθήκευση, την παραγωγή, τη διανομή και την ασφάλεια του υδρογόνου, ως κεφάλαιο 7 για τις εφαρμογές του υδρογόνου στην ηλεκτροπαραγωγή και ως κεφάλαιο 8 για την περίπτωση μελέτης εγκατάστασης υδρογόνου στην Κάρπαθο. Πιο συγκεκριμένα:

Στο κεφάλαιο 2 γίνεται μια ανασκόπηση των διαφόρων τρόπων αποθήκευσης ενέργειας, με συνοπτική καταγραφή των πλεονεκτημάτων και των μειονεκτημάτων που απορρέουν από το καθένα.

Στο κεφάλαιο 3 περιγράφονται λεπτομερώς και συγκεκριμένα οι τρόποι αποθήκευσης υδρογόνου, στο κεφάλαιο 4 αντίστοιχα αναλύονται εκτενώς οι τρόποι παραγωγής του, στο κεφάλαιο 5 παρατίθενται οι τρόποι διανομής του υδρογόνου ενώ στο κεφάλαιο 6 παρουσιάζονται με σαφήνεια οι πτυχές ασφαλείας και οι κίνδυνοι που απορρέουν από τη χρήση του.

Στο κεφάλαιο 7 καταγράφονται διεξοδικά μέσω μελετών τεχνο-οικονομικής ανάλυσης και περιβαλλοντικής σκοπιάς 6 εφαρμογές του υδρογόνου στην ηλεκτροπαραγωγή, με εγκατάσταση υβριδικών συστημάτων ΑΠΕ- υδρογόνου ή/και μπαταριών, ώστε να εκτιμηθεί η δυνατότητα κάλυψης του φορτίου στις απομακρυσμένες ή εκτός δικτύου περιοχές από αυτά, προκειμένου να κριθεί αν καθίσταται συμφέρουσα η αντικατάσταση των υπάρχοντων σταθμών ντίζελ, σε περιπτώσεις που καθίσταται αδύνατη η προσπάθεια διασύνδεσης των περιοχών αυτών με το κεντρικό δίκτυο.

Στο κεφάλαιο 8 διεξάγεται μια περίπτωση μελέτης εγκατάστασης ενός συστήματος αιολικού-υδρογόνου στην Κάρπαθο, όπου εξετάζεται από οικονομικής άποψης η εγκατάσταση τόσο μιας ανεμογεννήτριας 1 MW όσο και μια πλήρους μονάδας παραγωγής και αποθήκευσης υδρογόνου, για βιομηχανική χρήση ή χρήση στην αυτοκίνηση.

Περιεχόμενα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 ^ο	14
1. ΤΡΟΠΟΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΓΕΝΙΚΑ.....	14
1.1 ΠΗΝΙΑ.....	14
1.2 ΠΥΚΝΩΤΕΣ.....	14
1.3 ΣΦΟΝΔΥΛΟΙ.....	16
1.4 ΣΥΜΠΙΕΣΜΕΝΟΣ ΑΕΡΑΣ	17
1.4.1 ΚΑΤΑΛΛΗΛΑ ΕΔΑΦΗ ΓΙΑ ΧΡΗΣΗ ΣΑΝ ΑΠΟΘΗΚΩΝ ΣΥΜΠΙΕΣΜΕΝΟΥ ΑΕΡΑ.....	18
1.4.2 ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ CAES.....	18
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 ^ο	20
2. ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ.....	20
2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	20
2.2 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΑΝ ΑΕΡΙΟ.....	21
2.3 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΑΝ ΥΓΡΟ.....	22
2.4 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΕ ΜΕΤΑΛΛΑ ΚΑΙ ΚΡΑΜΑΤΑ ΜΕΤΑΛΛΩΝ.....	23
2.5 ΣΧΗΜΑΤΙΣΜΟΣ ΜΕΤΑΛΛΙΚΩΝ ΥΔΡΙΔΙΩΝ ΚΑΤΑ ΤΗΝ ΠΡΟΣΡΟΦΗΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΜΕΣΑ ΣΕ «ΚΑΘΑΡΑ» ΜΕΤΑΛΛΑ.....	24
2.6 ΣΥΜΠΛΟΚΑ ΥΔΡΙΔΙΑ ΜΕΤΑΛΛΩΝ (Η ΥΔΡΙΔΙΑ ΤΩΝ ΜΕΤΑΛΛΙΚΩΝ ΚΡΑΜΑΤΩΝ).....	25
2.7 ΣΤΑΘΕΡΟΤΗΤΑ ΤΩΝ ΜΕΤΑΛΛΙΚΩΝ ΥΔΡΙΔΙΩΝ (ΣΥΜΠΛΟΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗ).....	25
2.8 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΕ «ΚΑΘΑΡΑ» ΝΑΝΟΚΡΥΣΤΑΛΛΙΚΑ ΜΕΤΑΛΛΑ ΚΑΙ ΣΕ ΝΑΝΟΚΡΥΣΤΑΛΛΙΚΑ ΜΕΤΑΛΛΙΚΑ ΚΡΑΜΑΤΑ-ΔΟΜΗ ΤΩΝ ΝΑΝΟΜΕΤΑΛΛΙΚΩΝ ΥΔΡΙΔΙΩΝ.....	25
2.9 ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΗΣ ΚΑΤΑΛΥΣΗΣ ΚΑΤΑ ΤΗΝ ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΕ «ΚΑΘΑΡΑ» ΜΕΤΑΛΛΑ ΚΑΙ ΣΕ ΜΕΤΑΛΛΙΚΑ ΣΥΜΠΛΟΚΑ -ΧΡΗΣΗ ΝΑΝΟΚΑΤΑΛΥΤΩΝ.....	26
2.11 ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΩΝ ΔΙΑΦΟΡΩΝ ΝΑΝΟΜΕΤΑΛΛΙΚΩΝ ΥΔΡΙΔΙΩΝ ΠΟΥ ΜΠΟΡΟΥΝ ΝΑ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΘΟΥΝ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ.....	27
2.12 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΕ ΝΑΝΟΔΟΜΗΜΕΝΕΣ ΕΝΩΣΕΙΣ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟΝ ΑΝΘΡΑΚΑ- ΚΡΥΣΤΑΛΛΙΚΕΣ ΚΑΙ ΝΑΝΟΔΟΜΗΜΕΝΕΣ ΜΟΡΦΕΣ ΤΟΥ ΑΝΘΡΑΚΑ.....	28
2.13 ΝΑΝΟΣΩΛΗΝΕΣ ΤΟΥ ΑΝΘΡΑΚΑ.....	28
2.14 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΕ ΝΑΝΟΣΩΛΗΝΕΣ ΑΝΘΡΑΚΑ ΠΟΥ ΠΕΡΙΕΧΟΥΝ ΚΑΙ ΠΡΟΣΜΙΞΕΙΣ ΑΛΚΑΛΙΩΝ.....	30
2.15 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΠΟΥ ΠΡΟΕΡΧΕΤΑΙ ΑΠΟ ΤΙΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ.....	30
2.16 ΚΥΨΕΛΕΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ – ΗΛΕΚΤΡΟΧΗΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΑΠΟ ΥΔΡΟΓΟΝΟ. ΕΙΣΑΓΩΓΗ - ΑΡΧΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ.....	31
2.17 ΥΠΟΓΕΙΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ.....	32
2.18 Η ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΩΣ ΜΕΣΟ ΕΞΟΜΑΛΥΝΣΗΣ ΤΗΣ ΜΗ ΣΤΑΘΕΡΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΕΞΟΔΟΥ.....	32
2.19 ΝΕΟΤΕΡΕΣ ΙΔΕΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ H ₂	32
2.20 ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΚΥΡΙΟΤΕΡΩΝ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΕΘΟΔΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ.....	32
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 ^ο	34
3. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ.....	34

3.1 ΘΕΡΜΟΧΗΜΙΚΕΣ ΜΕΘΟΔΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ-ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΑΠΟ ΤΑ ΟΡΥΚΤΑ ΚΑΥΣΙΜΑ.....	34
3.2 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΑΠΟ ΤΑ ΣΟΥΛΦΙΔΙΑ ΤΟΥ.....	35
3.3 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΑΠΟ ΤΗΝ ΠΥΡΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ.....	36
3.4 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΜΕΣΩ ΤΗΣ ΑΕΡΙΟΠΟΙΗΣΗΣ Η ΤΗΣ ΠΥΡΟΛΥΣΗΣ ΤΗΣ ΒΙΟΜΑΖΑΣ.....	36
3.5 ΗΛΕΚΤΡΟΛΥΤΙΚΕΣ ΜΕΘΟΔΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ-ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΜΕΣΩ ΤΗΣ ΗΛΕΚΤΡΟΛΥΣΗΣ ΤΟΥ ΝΕΡΟΥ.....	37
3.6 ΦΩΤΟΛΥΤΙΚΕΣ ΜΕΘΟΔΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ-ΦΩΤΟΒΙΟΛΟΓΙΚΗ ΜΕΘΟΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ.....	40
3.7 ΦΩΤΟΗΛΕΚΤΡΟΛΥΣΗ.....	40
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ^ο	42
4.1 ΔΙΑΝΟΜΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ-ΤΡΟΠΟΙ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ.....	42
4.2 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ – ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ.....	43
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ^ο	45
5. ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ.....	45
5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	45
5.2 ΠΤΥΧΕΣ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ.....	45
5.3 ΚΙΝΔΥΝΟΙ.....	46
5.4 ΑΙΤΙΩΔΗ ΓΕΓΟΝΟΤΑ.....	46
5.5 ΚΡΙΣΙΜΑ ΓΕΓΟΝΟΤΑ.....	47
5.6 ΣΥΝΕΠΕΙΕΣ.....	47
5.7 ΕΝΑ ΤΥΠΙΚΟ ΣΕΝΑΡΙΟ ΑΤΥΧΗΜΑΤΩΝ.....	48
5.8 ΦΑΙΝΟΜΕΝΑ ΑΠΩΛΕΙΑΣ ΑΚΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ.....	48
5.9 ΒΛΑΒΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ (HD).....	48
5.10 ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΙ ΒΛΑΒΗΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ.....	49
5.11 ΧΑΜΗΛΗ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑ ΕΥΘΡΑΥΣΤΟΤΗΤΑΣ.....	50
5.12 ΘΕΡΜΙΚΗ ΣΥΣΤΟΛΗ.....	51
5.13 ΠΙΕΣΗ ΠΟΥ ΠΡΟΚΑΛΕΙΤΑΙ ΑΠΟ ΘΕΡΜΙΚΕΣ ΒΑΘΜΙΔΕΣ.....	52
5.14 ΥΛΙΚΗ ΣΥΜΠΕΡΙΦΟΡΑ ΚΑΤΑ ΤΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΤΩΝ ΚΥΚΛΩΝ ΚΟΠΩΣΗΣ.....	53
5.15 ΕΠΙΛΟΓΗ ΥΛΙΚΟΥ.....	53
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 ^ο	54
6. ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ.....	54
6.1 ΜΕΛΕΤΗ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΝΕΜΟΥ-ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΓΙΑ ΑΠΟΜΑΚΡΥΣΜΕΝΕΣ ΤΟΠΟΘΕΣΙΕΣ ΤΗΣ ΑΡΚΤΙΚΗΣ – ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΜΕΛΕΤΗΣ ΝΗΣΟΥ GRIMSEY ISLAND.....	54
6.1.1 ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΕΡΓΩΝ ΑΝΕΜΟΥ-ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ.....	54
6.1.2 Περιγραφή του νησιού Grimsey.....	55
6.1.3 ΥΠΟΘΕΣΕΙΣ ΕΡΓΟΥ ΚΑΙ ΒΑΣΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΜΟΝΤΕΛΟΥ.....	55
6.1.4 ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΙ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ ΣΥΣΤΑΤΙΚΩΝ.....	57
6.1.5 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ.....	58

6.1.6 ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΝΕΜΟΥ-ΝΤΙΖΕΛ	59
6.1.7 ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΝΕΜΟΥ-ΝΤΙΖΕΛ-ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ	60
6.1.8 ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΝΕΜΟΥ-ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ	63
6.2 ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟ-ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΕΝΟΣ ΕΚΤΟΣ ΔΙΚΤΥΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ-ΗΛΙΑΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΜΕ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΓΙΑ ΕΓΧΩΡΙΑ ΚΛΙΜΑΚΑ, ΜΕΛΕΤΗ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ΤΣΑΝΤ	65
6.2.1 Η ΥΠΟΘΕΣΗ ΜΕΛΕΤΗΣ ΤΗΣ ΧΩΡΑΣ ΚΑΙ ΤΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΕΙΣΑΓΩΓΗΣ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ	65
6.2.2 Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΚΑΙ ΤΑ ΕΡΓΑΛΕΙΑ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗΣ	69
6.2.3 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΣΥΖΗΤΗΣΗ	69
6.2.4 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ - ΣΕΝΑΡΙΟ 1	71
6.2.5 ΤΑΥΤΟΧΡΟΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ - ΣΕΝΑΡΙΟ 2	72
6.3 ΑΥΤΟΝΟΜΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ ΜΕ 100% ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ: ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΜΕΛΕΤΗΣ ΜΕ ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΥ-ΜΠΑΤΑΡΙΑΣ-ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ	78
6.3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	78
6.3.2 ΠΡΟΗΓΟΥΜΕΝΑ ΕΡΓΑ	79
6.3.3 ΙΣΧΥΣ ΣΤΟ ΥΔΡΟΓΟΝΟ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΙΣΧΥΟΣ	80
6.3.4 ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ	81
6.3.5 ΜΕΛΕΤΗ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ: ΥΠΟΘΕΣΗ	81
6.3.6 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ	82
6.3.7 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ	83
6.4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΤΗΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΕ ΑΙΟΛΙΚΟ/ΗΛΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΤΗ ΛΙΜΝΗ ΒΑΪΚΑΛΗ	88
6.4.1 ΣΧΕΔΙΟ ΑΥΤΟΝΟΜΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	90
6.4.2 ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ	91
6.4.3 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΕΝΟΣ ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟΥ ΕΡΕΥΝΑΣ	92
6.4.4 ΗΛΕΚΤΡΙΚΑ ΦΟΡΤΙΑ	92
6.4.5 ΚΛΙΜΑΤΙΚΕΣ ΣΥΝΘΗΚΕΣ	92
6.4.6 ΤΕΧΝΙΚΑ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ	93
6.5 ΜΙΑ ΜΕΛΕΤΗ ΤΗΣ ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΟ ΥΔΡΟΓΟΝΟ ΣΕ ΑΠΟΜΑΚΡΥΣΜΕΝΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ	98
6.5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	99
6.5.2 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΙΣΤΟΤΟΠΩΝ ΕΠΙΔΕΙΞΗΣ	101
6.5.2.1 ΓΕΝΙΚΗ ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΙΣΧΥΟΣ / ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ	101
6.5.2.2 ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ	108
6.5.2.2.1 ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ P2P	108
6.5.2.2.2 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ	111
6.5.2.2.3 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ P2P	114
6.5.2.2.4 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΟΦΕΛΗ: ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ	117
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 ^ο	121
7. ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΤΗΝ ΚΑΡΠΑΘΟ-TEST CASE	121

7.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	121
7.2 ΣΚΟΠΟΣ.....	123
7.3 Α ΣΕΝΑΡΙΟ-ΠΑΡΑΓΩΓΗ Η2 ΑΠΟ Α/Γ 1 MW.....	124
7.3.1 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΦΟΡΤΙΟΥ-ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ.....	124
7.3.2 ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΕΡΙΟΥ ΚΑΙ ΥΓΡΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ.....	124
7.3.3 ΚΟΣΤΟΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΑΕΡΙΟΥ ΚΑΙ ΥΓΡΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ.....	127
7.3.4 ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΜΕΣΩ ΤΗΣ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ.....	132
7.4 Β ΣΕΝΑΡΙΟ-ΠΑΡΑΓΩΓΗ Η2 ΑΠΟ Α/Γ 10 MW.....	133
7.4.1 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΦΟΡΤΙΟΥ-ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ.....	134
7.4.2 ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΕΡΙΟΥ ΚΑΙ ΥΓΡΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ.....	134
7.4.3 ΚΟΣΤΟΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΑΕΡΙΟΥ ΚΑΙ ΥΓΡΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ.....	136
7.4.4 ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΜΕΣΩ ΤΗΣ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ.....	139
7.5 ΓΕΝΙΚΟ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑ.....	140

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1^ο

1. ΤΡΟΠΟΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΓΕΝΙΚΑ

1.1 ΠΗΝΙΑ

Ένας τρόπος αποθήκευσης με ευθεία εφαρμογή στις ΑΠΕ είναι το υπεραγώγιμο μαγνητικό σύστημα ενεργειακής αποθήκευσης (Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES), όπου λόγω μαγνητικού πεδίου αποθηκεύεται ενέργεια σε ένα πηνίο υπεραγώγιμου υλικού. Υπό συνθήκες, η αποθηκευμένη ενέργεια αποδίδεται στο σύστημα εναλλασσόμενου ρεύματος [3δ], με το πηνίο να βυθίζεται σε υγρό ήλιο σε κενό κρουστάτη, προς διατήρηση της αγωγιμότητάς του, έχοντας ταυτόχρονα μηδενική αντίσταση στις πολύ χαμηλές θερμοκρασίες, ενώ η ηλεκτρική ενέργεια εγκλωβίζεται με αυτόν τον τρόπο μέσα σε ένα μαγνητικό πεδίο. Η υψηλή παροχή ισχύος διατίθεται για σύντομη χρονική περίοδο, λόγω του ελάχιστου χρόνου φόρτισης- εκφόρτισης, που δεν επηρεάζει τη διάρκεια ζωής των συστημάτων αυτών, καθιστώντας τα κατάλληλα για περιπτώσεις σταθερής, πλήρους ανακύκλωσης και συνεχούς ρυθμού λειτουργίας, με απόδοση που ξεπερνά το 97%. Δε θα μπορούσαν βέβαια να λείπουν και τα μειονεκτήματα των συστημάτων υπεραγώγιμης μαγνητικής ενεργειακής αποθήκευσης, όπως η χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα, η αστάθεια κυρίως των μεγάλων συστημάτων λόγω του ισχυρού μαγνητικού πεδίου καθώς και οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις [3ε]. Σύμφωνα με πρόσφατες έρευνες, το ενδιαφέρον επικεντρώνεται σε διατάξεις μικροσυστημάτων της τάξης των 1-10 MW που διατίθενται για εφαρμογές ποιότητας ισχύος [3α]. Τέλος, νέες παρουσιάσεις εφαρμογών διανομής ενέργειας στις ΗΠΑ και στην Ευρώπη καθιστούν φανερό ότι και τα συστήματα υπεραγώγιμης ενεργειακής μαγνητικής αποθήκευσης θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν για να συμπληρώσουν τις ΑΠΕ, ειδικά όπου υπάρχει ήδη κατάλληλη υποδομή ψύξης [1].

1.2 ΠΥΚΝΩΤΕΣ

Μια εναλλακτική λύση-πρώιμης βέβαια ανάπτυξης-προς αντιμετώπιση των γρήγορων και απότομων μεταβολών του φορτίου είναι ο υπερ-πυκνωτής (supercapacitor) ή ηλεκτροχημικός πυκνωτής (EC capacitor), ως τεχνολογία ενεργειακής αποθήκευσης για εφαρμογές ηλεκτροπαραγωγής [3α]. Ο υπερπυκνωτής αποτελείται από δυο αντίθετα φορτισμένα ηλεκτρόδια, έναν διαχωριστή, τον ηλεκτρολύτη και συλλέκτες ρεύματος και χρησιμοποιεί ένα μοριακά-λεπτό στρώμα ηλεκτρολύτη σαν διηλεκτρικό κάθε φορά που ασκείται τάση για το διαχωρισμό της φόρτισης, με τάσεις μερικών Volt, λόγω συσχέτισης των συνιστωσών του με μπαταρία-πυκνωτή, αποθηκεύοντας το φορτίο ηλεκτροστατικά (δηλαδή χωρίς χημικές αντιδράσεις) μεταξύ ηλεκτρολύτη-ηλεκτροδίου. Οι υπερ-

πυκνωτές ταξινομούνται ανάλογα με το υλικό του ηλεκτροδίου σε ψευδοπυκνωτές (pseudocapacitors) και σε ηλεκτροχημικούς πυκνωτές διπλού στρώματος (electrochemical double layer capacitors, ECDL), οι πιο διαδεδομένοι στη χρήση τους αλλά και πιο ακριβοί, κατασκευασμένα από διπλό στρώμα εμβαπτισμένων σε υγρό ηλεκτρολύτη (οργανικό με ονομαστική τάση ως 3Volt ή υδατώδη οξέων-βάσεων (H_2SO_4 , KOH), ονομαστικής τάσης έως 1 Volt) ηλεκτροδίων από πορώδη ενεργό (ή πρόσφατα αεροζέλ ή νανοσωλήνες) άνθρακα [2]. Εδώ παρατηρείται μετακίνηση των ιόντων ηλεκτρολύτη στα ηλεκτρόδια αντίθετης πολικότητας λόγω φόρτισης και ύπαρξης ηλεκτρικού πεδίου, δημιουργώντας δύο ξεχωριστά φορτισμένα στρώματα, με δυνατότητα ταχύτερης φόρτισης-αποφόρτισης και υψηλή αντοχή σε φορτίσεις, γεγονός που τους δίνει τυπική διάρκεια ζωής είναι εκατοντάδων χιλιάδων κύκλων με περιοριστικό παράγοντα τα 12 έτη λειτουργίας και το υψηλό ποσοστό αυτο-εκφόρτισης, χωρίς να απελευθερώνουν θερμότητα ή χημικές ουσίες κατά τη λειτουργία τους, αλλά φτάνουν σε απόδοση από 85% έως 98% [2]. Οι υπερ-πυκνωτές εξαιτίας της μεγάλης “ενεργούς επιφάνειας” χρησιμοποιούν ολόκληρη τη μάζα του ηλεκτροδίου κι όχι μόνο την εξωτερική του επιφάνεια, μειώνοντας έτσι τον όγκο τους και πολλαπλασιάζοντας την δυνάμενη ενέργεια αποθήκευσης ανά μονάδα βάρους, διατηρώντας εξαιρετικά υψηλή την πυκνότητα ισχύος στα 10.000 W/kg πολύ μεγαλύτερη δηλαδή από τις πυκνότητες ισχύος των μπαταριών, στον αντίποδα των συμβατικών πυκνωτών, με μικρή βέβαια χρονική διάρκεια διάθεσης της ισχύος λόγω χαμηλής ενεργειακής πυκνότητας του υπερ-πυκνωτή, ο οποίος είναι ιδανικός για την ικανοποίηση ξαφνικών ενεργειακών αναγκών σαν συμπληρωματική φόρτιση, λόγω των σύντομων κύκλων εκφόρτισης. Παράλληλα, η χρήση των κάθετα ευθυγραμμισμένων, μονοφλοιϊκών νανοσωλήνων του άνθρακα αντί του πορώδους, άμορφου άνθρακα μπορεί να αυξήσει σημαντικά την χωρητικότητα και την πυκνότητα ισχύος του υπερ-πυκνωτή, λόγω εντυπωσιακής αύξησης του εμβαδού της επιφάνειας των ηλεκτροδίων. Μείζον ζήτημα βέβαια είναι η μείωση του κόστους των τομέων του άνθρακα, του ηλεκτρολύτη και του διαχωριστή για την περαιτέρω εμπορική χρήση του υπερ-πυκνωτή σε βιομηχανικές εφαρμογές. Όσον αφορά τους ψευδοπυκνωτές (pseudocapacitors) και τους υβριδικούς πυκνωτές (hybrid capacitors) καθίστανται (λόγω βελτιωμένων αποδόσεων) επίσης υποσχόμενες τεχνολογίες, σε αντίθεση με τις κατώτερες εδώ δυνατότητες των ECDL πυκνωτών. Παράλληλα, οι ψευδοπυκνωτές έχουν την δυνατότητα αποθήκευσης 80% παραπάνω από τους ECDL, λόγω μεγαλύτερης πυκνότητας ηλεκτροδίων και του υλικού κατασκευής αυτών (οξειδία μετάλλων ή αγώγιμα πολυμερή). Οι μεν πρώτοι χρησιμοποιούν υδατώδεις ηλεκτρολύτες και μεταλλικά οξείδια (ρουθηνίου, ιριδίου, νικελίου) αλλά είναι πολύ ακριβοί και χαρακτηρίζονται από χαμηλές αποδόσεις και χαμηλότερη τάση. Από την άλλη, οι υβριδικοί υπερ-πυκνωτές, που χρήζουν περισσότερης έρευνας, πετυχαίνουν ακόμα υψηλότερες πυκνότητες ενέργειας και ισχύος από τους άλλους υπερ-πυκνωτές. Μέχρι σήμερα, η ποιότητα ισχύος μικρής κλίμακας (<250 kW) θεωρείται ως η πιο ελπιδοφόρος ηλεκτροπαραγωγική χρήση για τους υπερ-πυκνωτές [3α].

1.3 ΣΦΟΝΔΥΛΟΙ

Οι σφόνδυλοι (flywheels) είναι περιστρεφόμενες μάζες γύρω από έναν άξονα, με δυνατότητα (μηχανικά) αποθήκευσης ενέργειας υπό μορφή κινητικής ενέργειας. Αποτελούνται από τον σφόνδυλο και μια ενσωματωμένη ηλεκτρική συσκευή (κινητήρας ή γεννήτρια). Ο κινητήρας περιστρέφει το σφόνδυλο αποθηκεύοντας ενέργεια ανάλογα με την περιστροφική ταχύτητα και τη ροπή αδράνειάς του, σαν μια μηχανική μπαταρία η οποία εμπεριέχει ένα συγκεκριμένο ποσό ενέργειας. Η αποθηκευμένη ενέργεια ανακτάται μέσω επιβραδυνομένης στρεπτικής ροπής με επιστροφή της κινητικής ενέργειας στην ηλεκτρική συσκευή. Επιπρόσθετα, για τη μείωση των ενεργειακών απωλειών χρησιμοποιούνται μαγνητικοί τριβείς και ένας θάλαμος υπό κενό. Ο τελευταίος συνεισφέρει στη μείωση των αεροδυναμικών απωλειών και των πιέσεων του στροφέα. Το ποσό της ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί στη στρεφόμενη μάζα είναι ανάλογο της μάζας (m) του στροφέα και ανάλογο του τετραγώνου της ταχύτητας (v) του στροφέα, σύμφωνα με την εξίσωση της κινητικής ενέργειας: $K = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$, όπου K η κινητική ενέργεια του σφονδύλου, δηλαδή η αποθηκευμένη ενέργεια αυξάνεται ταχύτερα όσο αυξάνεται η περιστροφική ταχύτητα σε σχέση με την αύξηση της μάζας του στροφέα, γι' αυτό και δίνεται ιδιαίτερη σημασία στο σχεδιασμό της γεωμετρίας της μάζας προς επίτευξη υψηλών ταχυτήτων περιστροφής-που κυμαίνονται μεταξύ 6.000 και 50.000 rpm- με τους μεν πρώτους σφονδύλους να αποτελούνται κυρίως από χαλύβδινους στροφείς και συμβατικά ρουλεμάν, οι δε δεύτεροι από προηγμένα σύνθετα υλικά για τον στροφέα, ενώ τα ρουλεμάν χαρακτηρίζονται από εξαιρετικά χαμηλούς συντελεστές τριβής. Ακόμα, οι σφόνδυλοι υψηλής ταχύτητας περιστροφής επιταχύνονται σχεδόν μέσα σε λεπτά, παρά τις ώρες που απαιτούνται για να εκφορτιστεί μια μπαταρία [2]. Στη διάταξη αποθήκευσης σφονδύλου χρησιμοποιούνται τόσο μετατροπείς (μεταβλητής ταχύτητας περιστροφής, συνήθως αμφίδρομης ρύθμισης και παλλόμενου πλάτους, μονοφασικός ή διφασικός) όσο και ελεγκτές (αναγκαίοι για τον έλεγχο της μεταβλητότητας των ηλεκτρικών συστημάτων) ισχύος. Τα σημαντικότερα οφέλη αλλά και μειονεκτήματα που παρέχει μια διάταξη αποθήκευσης σφονδύλου είναι τα ακόλουθα [2]:

- Η άμεση απόκριση στην απαίτηση ενέργειας λόγω υψηλών ταχυτήτων φόρτισης-εκφόρτισης.
- Η ικανότητά παροχής στιγμιαίων μεγάλων ποσών ενέργειας, κατά απαίτηση άμεσης παροχής ενέργειας για ικανοποίηση της ζήτησης από συστήματα σε ώρες αιχμής.
- Η μεγάλη ενεργειακή πυκνότητα (από 5 έως 100 Wh/kg).
- Η υψηλή ενεργειακή απόδοση (έως 90%).
- Η μεγάλη διάρκεια ζωής (15-20 χρόνια για χρήση σε υψηλές συχνότητες), καθώς και η ελάχιστη συντήρηση και παρακολούθηση που απαιτείται.
- Η μη ευαισθησία του σφονδύλου στις θερμοκρασιακές διακυμάνσεις.

Τα κύρια μειονεκτήματα της τεχνολογίας του σφονδύλου είναι:

- το υψηλό κόστος,
- ο κίνδυνος ατυχήματος σε περίπτωση που σπάσει κάποιος δίσκος,
- οι ενεργειακές απώλειες λόγω ασυνέχειας των κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης.

Τα υψηλά ποσοστά αυτό-εκφόρτισης χειροτερεύουν την ενεργειακή απόδοση, όταν ο κύκλος φόρτισης – εκφόρτισης δεν είναι συνεχής, για παράδειγμα όταν αποθηκεύεται ενέργεια για μια χρονική περίοδο μεταξύ φόρτισης και εκφόρτισης. Τέτοια υψηλά ποσοστά εκφόρτισης ενισχύουν την άποψη ότι ο σφόνδυλος δεν αποτελεί επαρκή διάταξη για μακροπρόθεσμη ενεργειακή αποθήκευση, αλλά μόνο για να παρέχει αξιόπιστη εφεδρική ενέργεια. Τέτοιες εφαρμογές μπορεί να είναι η ενσωμάτωση του συστήματος αποθήκευσης της ενέργειας του σφονδύλου σε συστήματα παραγωγής ΑΠΕ. Όπως αναφέραμε, η παραγόμενη ισχύς από ΑΠΕ (ηλιακή-αιολική) εμφανίζει έντονες διακυμάνσεις λόγω της στοχαστικότητας του ανέμου και των άλλων ΑΠΕ. Ακόμα και όταν οι συμβατικές τεχνολογίες παράγουν ηλεκτρική ισχύ σε ένα σταθερό ποσοστό, παρουσιάζονται διακυμάνσεις στη ζήτηση καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας. Η μη πλήρης αντιστοίχιση προσφοράς – ζήτησης σημαίνει ότι η ισχύς μπορεί να μην είναι διαθέσιμη όταν απαιτείται και σε άλλες περιπτώσεις να υπάρχει πλεόνασμα ισχύος. Οι διατάξεις αποθήκευσης σφονδύλου μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να παράγουν ισχύ, όταν η παραγόμενη ισχύς από τις ανανεώσιμες πηγές είναι ανεπαρκής, και να αποθηκεύουν την περίσσεια ισχύος. Γενικότερα, όσον αφορά στις εφαρμογές των σφονδύλων, η ανάπτυξη τους στα ηλεκτρικά συστήματα έχει στραφεί στις εφαρμογές ποιότητας ισχύος. Ακόμα, σφόνδυλοι έχουν προταθεί για τη βελτίωση του εύρους, της αποδοτικότητας και της ενεργειακής αποδοτικότητας των ηλεκτρικών οχημάτων [3].

1.4 ΣΥΜΠΙΕΣΜΕΝΟΣ ΑΕΡΑΣ

Η αποθήκευση ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα (Compressed Air Energy Storage, CAES) αποτελεί μια εμπορική, γενικής χρήσης τεχνολογία, κατάλληλη να παρέχει μακροπρόθεσμη αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας. Η ηλεκτρική ενέργεια αποθηκεύεται υπό μορφή συμπιεσμένου αέρα σε κατάλληλες δεξαμενές-αποθήκες. Στα συστήματα CAES, η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται οδηγώντας σε αεριοστρόβιλους τα παράγωγα της καύσης του συμπιεσμένου αέρα που ανακτούμε από πηγές στο υπέδαφος, με μικρή ποσότητα φυσικού αερίου. Η τεχνολογία αυτή βρίσκει εφαρμογή στην υποστήριξη φορτίου, με τις μονάδες CAES να είναι της τάξης των εκατοντάδων έως χιλιάδων MW, σε αντίθεση με τα συστήματα flywheels και υπέρ-πυκνωτών που λόγω της μικρής διάρκειας αποθήκευσης περιορίζονται σε εφαρμογές σταθεροποίησης τάσης κυρίως. Βασικός σκοπός των συστημάτων CAES είναι να αξιοποιούν λίγη χαμηλού κόστους, εκτός αιχμής ηλεκτρική ενέργεια από τις μονάδες βάσης, για την παραγωγή και συμπίεση του αέρα, τον οποίο και θα αποθηκεύουν στη συνέχεια τη νύχτα μέσα σε ειδικές υπόγειες δεξαμενές. Κατά τη διάρκεια της ημέρας και όταν οι απαιτήσεις σε ενέργεια αυξηθούν, η μονάδα θα αντλεί τον συμπιεσμένο αέρα από τη δεξαμενή και αφού τον αναμίξει με φυσικό αέριο θα τροφοδοτεί τους αεριοστρόβιλους με τα παράγωγα της καύσης. Ο συνδυασμός συμπιεσμένου αέρα, η παραγωγή ισχύος και η προχωρημένη τεχνολογία κάτω από το έδαφος θα αποτελέσουν ένα έργο παγκόσμιας σημασίας το οποίο θα ενθαρρύνει επιπλέον την ιδέα της εκμετάλλευσης των συστημάτων συμπιεσμένου αέρα [4].

1.4.1 ΚΑΤΑΛΛΗΛΑ ΕΔΑΦΗ ΓΙΑ ΧΡΗΣΗ ΣΑΝ ΑΠΟΘΗΚΩΝ ΣΥΜΠΙΕΣΜΕΝΟΥ ΑΕΡΑ

Οι γεωλογικές τοποθεσίες που μπορούν να χρησιμοποιηθούν σαν αποθήκες συμπιεσμένο αέρα στα συστήματα CAES χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες:

- A) Κοιλότητες άλατος
- B) Εδάφη πορώδων βράχων
- Γ) Εδάφη σκληρών βράχων

A) Κοιλότητες άλατος

Και οι δυο μονάδες CAES που είναι σε λειτουργία σήμερα, χρησιμοποιούν αυτού του είδους υπέδαφος για την αποθήκευση του συμπιεσμένου αέρα. Στις περισσότερες περιπτώσεις, το υπέδαφος αυτό είναι κατάλληλο για την εύκολη, άμεση και χαμηλού κόστους κατασκευή και λειτουργία τέτοιων αποθηκών. Το κόστος κατασκευής της φτάνει τα 2\$ ανά παραγόμενη KWh, εφόσον είναι διαθέσιμη άφθονη παροχή νερού και εφόσον η άλμη που εξορύχεται μπορεί να απομακρυνθεί εύκολα. Επιπλέον, λόγω των ελαστοπλαστικών ιδιοτήτων του άλατος, οι αποθήκες σε τέτοια εδάφη παρουσιάζουν ελάχιστη διαρροή του συμπιεσμένου αέρα.

B) Εδάφη πορώδων βράχων

Οι αποθήκες συμπιεσμένου αέρα σε δεξαμενές τέτοιου εδάφους αποτελούν την πιο φτηνή επιλογή αποθήκευσης, με κόστος μόλις 0,11\$ ανά παραγόμενη KWh, κατάλληλη για μεγάλα συστήματα CAES.

Γ) Εδάφη σκληρών βράχων

Το κόστος διάνοιξης αποθήκης συμπιεσμένου αέρα σε εδάφη σκληρών βράχων είναι αρκετά υψηλό, φτάνοντας τα 30\$ ανά παραγόμενη KWh και μόνο στις περιπτώσεις όπου υπάρχει ήδη έτοιμη κοιλότητα το κόστος για την αξιοποίησή της σαν δεξαμενή φτάνει τα 10\$ ανά παραγόμενη KWh. Λεπτομερείς μεθοδολογίες έχουν αναπτυχθεί για την αποτίμηση της σταθερότητας των βράχων, των διαρροών συμπιεσμένου αέρα και απωλειών ενέργειας σε μια μονάδα που χρησιμοποιεί δεξαμενή σε εδάφη σκληρών βράχων. Η μελλοντική ανάπτυξη της τεχνολογίας διάνοιξης σηράγγων δύναται να περιορίσει το κόστος εκμετάλλευσης τέτοιων γεωλογικών εδαφών.

1.4.2 ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ CAES

Μια μονάδα αποθήκευσης ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα λειτουργεί σχεδόν με τον ίδιο τρόπο όπως και μια μονάδα με αεριοστρόβιλους μόνο που οι φάσεις συμπίεσης και εκτόνωσης συμβαίνουν ανεξάρτητα και σε διαφορετικές χρονικές στιγμές. Σε αντίθεση με τους συμβατικούς αεριοστρόβιλους που χρησιμοποιούν τα δυο τρίτα της παραγόμενης ισχύος για την κίνηση του συμπιεστή, στις μονάδες CAES όλη η παραγόμενη ισχύς διατίθεται για παραγωγή ηλεκτρισμού. Κατά τη λειτουργία συμπίεσης

του αέρα (φάση αποθήκευσης), χρησιμοποιείται ηλεκτρική ενέργεια (P_c) για να κινήσει μια σειρά συμπιεστών οι οποίοι εγχέουν αέρα σε μια υπόγεια δεξαμενή αποθήκευσης. Κατά τη φάση της συμπίεσης, ειδικοί ψύκτες ελαττώνουν την θερμοκρασία του εγχεόμενου αέρα με αποτέλεσμα να αυξάνουν την απόδοση της συμπίεσης, μειώνοντας τον απαιτούμενο όγκο της δεξαμενής αποθήκευσης. Κατά τη λειτουργία εκτόνωσης (παραγωγή ενέργειας) τα παραγόμενα αέρια της καύσης του συμπιεσμένου αέρα με φυσικό αέριο, οδηγούνται στους αεριοστροβίλους (συνήθως δυο βαθμίδων) για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η χρησιμοποίηση φυσικού αερίου κατά τη φάση της εκτόνωσης γίνεται για αύξηση της απόδοσης των στροβίλων. Η εκτόνωση του αέρα από τη δεξαμενή αποθήκευσης απευθείας στο στρόβιλο χωρίς καύση, θα απαιτούσε περισσότερη ροή αέρα για την παραγωγή της ίδιας ποσότητας ενέργειας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο

2. ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το H_2 ως ενεργειακός φορέας πρέπει να αποθηκεύεται ώστε να είναι δυνατόν να χρησιμοποιηθεί σε χρονικές περιόδους κατά τις οποίες δεν υπάρχει διαθέσιμη πρωτογενής ενέργεια. Σε συνήθεις συνθήκες θερμοκρασίας και πίεσης περιβάλλοντος ($T=298,15\text{ K}$, $P=0,987\text{ atm}$), το H_2 είναι αέριο σαν υλικό και χαρακτηρίζεται από πολύ μεγάλους όγκους για περιορισμένες ποσότητες μάζας του, εξαιτίας τους χαμηλής του πυκνότητας ($0,0899\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$). Συγκεκριμένα, 1 kg αερίου H_2 τους συνήθεις συνθήκες περιβάλλοντος, καταλαμβάνει όγκο ίσο με 11 m^3 , δηλαδή πολύ μεγάλη ποσότητα όγκου για να αξιοποιηθεί πρακτικά, γι' αυτό και χρήζει μειώσεως προτού αποθηκευτεί σε κανονικές συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας, με ταυτόχρονη αύξηση τους πιέσεως του ή μείωση τους θερμοκρασίας του (ή και τα δύο). Η μείωση του όγκου του, δηλαδή η αύξηση της πυκνότητάς του επιτυγχάνεται μέσω των διαφόρων τεχνικών αποθήκευσής του σε κατάλληλες διατάξεις ή υλικά. Όποια πάντως τεχνική αποθήκευσης και να ακολουθηθεί, το σημαντικό ζητούμενο κατά την αύξηση τους πυκνότητάς του αποτελεί το κατά πόσο το αποθηκευμένο H_2 δύναται να ανακτηθεί στη συνέχεια, κατά την φάση τους κατανάλωσής του [8]. Για την αποτελεσματική αποθήκευση του, οι κυριότερες μέθοδοι που έχουν ανακαλυφθεί μέχρι σήμερα είναι οι ακόλουθες [3]:

1. Σε υψηλής πίεσης φιάλες αερίου.
2. Ως υγρό σε κρυογονικές δεξαμενές.
3. Σε μέταλλα και κράματα μετάλλων.
4. Σε «καθαρά» νανοκρυσταλλικά μέταλλα και σε νανοκρυσταλλικά μεταλλικά κράματα
5. Σε νανοδομημένες ενώσεις άνθρακα.

Το υδρογόνο, όμως, εκτός από βιομηχανικό καύσιμο, μπορεί να χρησιμοποιηθεί και για την παραγωγή ενέργειας, δεδομένου ότι απαντά σε τέσσερα μείζονα προβλήματα της χρήσης των συμβατικών καυσίμων[3]:

1. Εκμηδενισμός ή ελαχιστοποίηση της ρύπανσης του περιβάλλοντος από εκπομπές.
2. Επάρκεια αποθεμάτων.
3. Ασφάλεια εφοδιασμού.
4. Ενεργειακή ανεξαρτησία [5].

Τα συστήματα υδρογόνου μπορούν να συμβάλλουν στη διεύθυνση των ΑΠΕ με την προϋπόθεση ότι ο ηλεκτρολύτης δύναται να λειτουργήσει [9]:

- ✓ Με υψηλή απόδοση
- ✓ Με ικανοποιητική δυναμική απόκριση
- ✓ Για μεγάλο εύρος εισόδου
- ✓ Σε συνθήκες μεταβλητής συχνότητας

Χάρη στη βελτίωση της τεχνολογίας των ηλεκτρολυτών, και ειδικότερα η εξέλιξη από τον αλκαλικό (AFC) στον ηλεκτρολύτη ανταλλαγής πρωτονίων (PEMFC) συνέβαλε στην ικανοποίηση των άνω προδιαγραφών. Το ζήτημα της απόδοσης όμως (40-60%) παραμένει και χρήζει περαιτέρω βελτίωσης. Η μειωμένη απόδοση οφείλεται στις συνεχόμενες μετατροπές ενέργειας που απαιτούνται. Από την παραγωγή μέχρι την εκ νέου χρήση του το υδρογόνου υφίσταται έναν αριθμό διεργασιών:

1. Παραγωγή H₂ μέσω ηλεκτρόλυσης, απόδοσης 85%
2. Αποθήκευση με απόδοση 65-70%
3. Κατανάλωση από μια κυψέλη καυσίμου (FC) προς παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αποδόσεως 40-80%.

Συνολικά ο κύκλος αυτός ρίχνει την απόδοση του H₂ σε τιμές 22-48%. Αν δε μέχρι την τελική χρησιμοποίησή του υπάρξει διαδικασία αποθήκευσης περισσότερες φορές τότε η απόδοση μειώνεται περαιτέρω [9].

2.2 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΑΝ ΑΕΡΙΟ

Σήμερα, το πιο ευρέως χρησιμοποιούμενο σύστημα για την αποθήκευση του H₂ είναι οι φιάλες αερίου, οι οποίες το αποθηκεύουν σε αρκετά υψηλές πιέσεις. Οι φιάλες αυτές ανάλογα με την κατασκευή τους, μπορούν να φθάσουν έως και 700 bar πίεση. Η πιο διαδεδομένη πίεση στην οποία το H₂ αποθηκεύεται στις συγκεκριμένες φιάλες είναι αυτή των 340 bar, κάτω από την οποία το αποθηκευμένο H₂ αποκτά ογκομετρική πυκνότητα ίση με 36 kg/m³ [3]. Αποτελούνται από πολλαπλά ομοκυλινδρικά μεταλλικά τοιχώματα, εξαιτίας των πολύ υψηλών πιέσεων που επικρατούν στο εσωτερικό τους, ενώ χρησιμοποιούνται τοιχώματα νανοσωλήνων άνθρακα (με αύξηση των πιέσεων συμπίεσης στα 700 bar) για την επιπλέον ενίσχυση της ανθεκτικότητάς τους. Μέσω του τύπου του θεωρητικού έργου ογκομεταβολής κατά την ισόθερμη συμπίεση ή αποτόνωση ενός ιδανικού αερίου: $\Delta G = RT \ln \left(\frac{p}{p_0} \right)$ υπολογίζεται το θεωρητικό έργο συμπίεσης που απαιτείται για την αποθήκευση του αερίου υδρογόνου μέσα σε μία φιάλη υψηλών πιέσεων, με υπόθεση ισόθερμης συμπίεσης κατά την αποθήκευσή (ιδανική μεταβολή), θεωρώντας σαν δεδομένα την τελική πίεση p μετά την συμπίεσή αυτού μέσα στην φιάλη καθώς επίσης και την αρχική πίεση p_0 πριν από την αποθήκευσή του σ' αυτήν. Τα κυριότερα μειονεκτήματα αποθήκευσης του H₂ σε φιάλες αερίου υψηλών πιέσεων, είναι τα εξής [1]:

1. Η σχετικά χαμηλή του πυκνότητα και μετά την αποθήκευσή του στο εσωτερικό της.
2. Οι υψηλές πιέσεις που απαιτούνται για την αέρια αποθήκευσή του, οι οποίες ανεβάζουν το κόστος της αέριας αποθήκευσής του, εξαιτίας των ειδικών υλικών που απαιτούνται για την κατασκευή των φιαλών.
3. Η κατασκευή των φιαλών αποθήκευσης του H_2 κατά κανόνα από μεταλλικά κράματα που είναι ευαίσθητα στην ατμοσφαιρική οξείδωση που μπορούν-κάτω από κατάλληλες συνθήκες-να διαβρωθούν από τον ατμοσφαιρικό αέρα και να απελευθερώσουν βίαια το αποθηκευμένο H_2 προς την ατμόσφαιρα (κίνδυνος έκρηξης).
4. Η αντίδραση του H_2 με οξείδια που σχηματίζονται από τα υλικά κατασκευής με αποτέλεσμα την αύξηση της πίεσης στη φιάλη και με κίνδυνο διόγκωσής της.
5. Το φαινόμενο της ευθρυπτότητας (ή ευθραυστότητας) του H_2 (hydrogen embrittlement).

2.3 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΑΝ ΥΓΡΟ

Το H_2 μπορεί να αποθηκευτεί (αφού υγροποιηθεί) και σε υγρή μορφή σε ειδικές διατάξεις που ονομάζονται κρυογονικές δεξαμενές, οι οποίες χρησιμοποιούνται για την αποθήκευση υγρών υλικών, που κανονικά σε συνήθεις συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας περιβάλλοντος είναι αέρια, αποθηκεύοντάς τα σαν υγρά κάτω από πολύ χαμηλές θερμοκρασίες, οι οποίες επιτυγχάνονται με τη βοήθεια διαφόρων αερίων, όπως είναι το οξυγόνο, το άζωτο, το αργό, το αιθυλένιο, που έχουν τη δυνατότητα αφαίρεσης θερμότητας από υλικά με υψηλότερο σημείο υγροποίησης, και πολύ υψηλές πιέσεις που επιτυγχάνονται μέσω διαφόρων διατάξεων απαγωγής κενού και σωστής στεγανοποίησης των κρυογονικών δεξαμενών. Το H_2 σαν υγρό έχει πυκνότητα $70,8 \text{ kg/m}^3$ περίπου (λίγο μεγαλύτερη από αυτή που χαρακτηρίζει τη στερεή του κατάσταση στο σημείο της τήξης του, δηλαδή $70,6 \text{ kg/m}^3$), η οποία παραμένει σχεδόν σταθερή καθ' όλη την περιοχή των πιέσεων και των θερμοκρασιών που χαρακτηρίζουν την υγρή του κατάσταση μέσα στην κρυογονική δεξαμενή. Η αποθήκευση H_2 μέσω υγροποίησης είναι μια εξώθερμη διαδικασία συνεχούς έκλυσης θερμότητας, της οποίας το ποσό εξαρτάται από το τελικό σημείο στο οποίο σταματάει η υγροποίηση και ο ρυθμός της έκλυσής του από το εκάστοτε σημείο της υγροποίησης στο οποίο βρίσκεται το H_2 . Συγκεκριμένα, μέχρι τους 77 K ο ρυθμός αυτός αυξάνεται με σταθερό και σχεδόν εκθετικό ρυθμό, ενώ μετά τους 77 K και μέχρι το τελικό σημείο βρασμού του H_2 ($20,268$ βαθμοί K), ο ρυθμός έκλυσης θερμότητας από τη μάζα του γίνεται σταθερός. Λόγω της εξώθερμης φύσης της αποθήκευσης υγρού H_2 , η εκλυόμενη θερμότητα μπορεί να προκαλέσει την εξάτμισή του, ενώ παράλληλα απαιτούνται μεγάλα ποσά ενέργειας για την υγροποίηση του H_2 . Για τους λόγους αυτούς εφοδιάζουμε τις κρυογονικές δεξαμενές-εφοδιασμένες από αλληπάλληλα εξωτερικά στρώματα από θερμική μόνωση για απαγωγή της θερμότητας- με πολλαπλές καταλυτικές επιφάνειες, κατασκευασμένες από κατάλληλα υλικά (βολφράμιο, νικέλιο, οξείδιο του χρωμίου κ.α.) που επιταχύνουν την υγρή αποθήκευση H_2 , η οποία παρουσιάζει όμως και δύο σημαντικά μειονεκτήματα [1, 3]:

1. Τα μεγάλα ποσά ενέργειας (1/3 περίπου της περικλειόμενης στο υγρό H₂ ενέργειας) που απαιτούνται για την υγροποίηση του H₂, τα οποία αφαιρούνται από το αέριο H₂ προς σχηματισμό του υγρού και απάγονται από τη μάζα του μέσω της ταυτόχρονης κατανάλωσης ενέργειας από εμάς. Για το λόγο αυτό η υγροποίηση του H₂ και το υγρό H₂ χρησιμοποιούνται μόνο σε περιπτώσεις που είναι αναγκαία υψηλής πυκνότητας αποθήκευση, όπως σε αεροδιαστημικές εφαρμογές (χρησιμοποίηση σαν προωθητικό αέριο σε διαστημικούς πυραύλους).
2. Επικινδυνότητα σε περίπτωση επαφής του ανθρώπου με τις κρυογονικές επιφάνειες.

2.4 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΕ ΜΕΤΑΛΛΑ ΚΑΙ ΚΡΑΜΑΤΑ ΜΕΤΑΛΛΩΝ

Στη μέθοδο αυτή, το H₂ αποθηκεύεται στη μάζα διαφόρων «καθαρών» μετάλλων ή κραμάτων σχηματίζοντας σύνθετα μεταλλικά σώματα, τα λεγόμενα υδρίδια μετάλλων, που δρουν σαν σφουγγάρι που απορροφά νερό. Δίνονται οι αντιδράσεις σχηματισμού των υδριδίων μετάλλων από «καθαρά» μέταλλα και μεταλλικά κράματα [1,3]:



όπου A το μέταλλο που απορροφά το H₂: RE, T_i, Z_r, M_g, C_a και B: F_e, N_i, C_o, M_n

Κατά το σχηματισμό των υδριδίων των μετάλλων, τα μόρια H₂ διαχωρίζονται και τα άτομα του προσαρτώνται στα κενά του πλέγματος μετάλλων ή κραμάτων, δημιουργώντας έτσι μια αποτελεσματική αποθήκευση ίσης χωρητικότητας με αυτή του υγρού H₂. Ωστόσο, όταν ο ποσοτικός προσδιορισμός των υδριδίων των μετάλλων είναι ανάλογος της χωρητικότητας H₂ υπό πίεση (λαμβάνοντας υπόψη τη μάζα μετάλλου-κραμάτων), μειώνεται τόσο η χωρητικότητα όσο και η απορροφητικότητα του H₂, προσφέροντας παρ'όλα αυτά μια αξιόπιστη λύση για την αποθήκευση του [1α], το οποίο H₂ ανακτάται από το μεταλλικό πλέγμα με προσφορά θερμότητας στη δεξαμενή αποθήκευσης. Τα υδρίδια μετάλλων προσφέρουν τα πλεονεκτήματα της ασφαλούς μεταφοράς H₂ κάτω από συνεχή πίεση. Ένα σοβαρό, για παράδειγμα, ατύχημα σε δεξαμενή υδριδίων (π.χ. πρόσκρουση) δε θα προκαλέσει κίνδυνο πυρκαγιάς εφόσον το υδρογόνο παραμείνει στη μεταλλική δομή. Ακόμα, η διάρκεια ζωής του δοχείου αποθήκευσης μεταλλικών υδριδίων είναι άμεσα συνδεδεμένη με την καθαρότητα του υδρογόνου όταν αποθηκεύεται. Η απορροφητικότητα των κραμάτων οδηγεί πέραν του H₂ και στην πρόσληψη ρύπων, προσδίδοντας έτσι το H₂ στο δοχείο καθαρό, αλλά μειώνοντας ταυτόχρονα τη διάρκεια ζωής τους, λόγω συνεχούς συγκέντρωσης ρύπων. Ο Πίνακας 2.1 δείχνει τα διάφορα υδρίδια που χρησιμοποιούνται σήμερα σαν αποθηκευτικά μέσα.

Πίνακας 2.1 Υδρίδια ως αποθηκευτικά μέσα H₂ [3γ]

Μέσο	Περιεκτικότητα σε H ₂ (kg/kg)	Πυκνότητα ενέργειας (kJ/kg)
MgH ₂	0,070	9.933
Mg ₂ NiH ₄	0,032	4.484
VH ₂	0,021	3.831
FeTiH _{1,95}	0,018	2.483
TiFe _{0,7} Mg _{0,2} H _{1,9}	0,018	2.440
LaNi ₅ H _{7,0}	0,014	1.944
R.E.Ni ₅ H _{6,5}	0,014	1.915

2.5 ΣΧΗΜΑΤΙΣΜΟΣ ΜΕΤΑΛΛΙΚΩΝ ΥΔΡΙΔΙΩΝ ΚΑΤΑ ΤΗΝ ΠΡΟΣΡΟΦΗΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΜΕΣΑ ΣΕ «ΚΑΘΑΡΑ» ΜΕΤΑΛΛΑ

Κατά την έναρξη της απορρόφησης του H₂ μέσα στο κρυσταλλικό πλέγμα του συστήματος μετάλλου-H₂ (M-H), δημιουργείται στο εσωτερικό αυτού ένα στερεό διάλυμα, το οποίο ονομάζεται διάλυμα παρεμβολής (interstitial solid solution), όπου το υδρογόνο καταλαμβάνει τυχαίες ενδοπλεγματικές θέσεις μέσα στο «καθαρό» μέταλλο. Συμβαίνουν 3 θερμοδυναμικές φάσεις για το σχηματιζόμενο σύστημα M-H [1]:

α-φάση: $M + cH_2 \rightarrow MH_c$, όπου c ο λόγος της συγκέντρωσης των ατόμων H₂ της α-φάσης του σχηματιζόμενου συστήματος M-H, προς την συγκέντρωση των ατόμων του «καθαρού» μετάλλου στο σύστημα αυτό.

α'-φάση. Ο σταδιακός σχηματισμός της α'-φάσης οφείλεται στην αυξανόμενη αστάθεια που παρουσιάζει η α-φάση, όσο ο λόγος των συγκεντρώσεων [H]/[M] γίνεται μεγαλύτερος στο εσωτερικό του συστήματος M-H. Η α'-φάση συνεχίζει να συνυπάρχει με την αρχική α-φάση, έως ότου η αρχική φάση μετασχηματιστεί πλήρως σε αυτή. Η α'-φάση αποτελεί και το «πραγματικό» μεταλλικό υδρίδιο. Τέλος, λόγω των διαφορετικών κρυσταλλώσεων για κάθε φάση έχουμε και τη δεύτερη κατά σειρά θερμοδυναμική φάση που σχηματίζεται στο εσωτερικό των συστημάτων M-H. Η γενική αντίδραση σχηματισμού της β-φάσης ενός συστήματος «καθαρού» μετάλλου-υδρογόνου δίνεται από τη σχέση:

β-φάση: $\frac{2}{c_\alpha - c_\beta} MH_{c_\beta} + H_2 \rightarrow \frac{2}{c_\beta - c_\alpha} MH_{c_\beta} + \text{heat}$, όπου c_α η συγκέντρωση της αρχικής α-φάσης του αντίστοιχου σχηματιζόμενου μεταλλικού υδριδίου και c_β η συγκέντρωση της τελικής β-φάσης.

2.6 ΣΥΜΠΛΟΚΑ ΥΔΡΙΔΙΑ ΜΕΤΑΛΛΩΝ (Η ΥΔΡΙΔΙΑ ΤΩΝ ΜΕΤΑΛΛΙΚΩΝ ΚΡΑΜΑΤΩΝ)

Τα-σχηματιζόμενα από την αποθήκευση H_2 σε κράματα μετάλλων-μεταλλικά υδρίδια ονομάζονται σύμπλοκα υδρίδια μετάλλων ή υδρίδια μεταλλικών κραμάτων (complex metal hydrides) και χωρίζονται σε δύο μεγάλες κατηγορίες [1, 2β]:

1. Στα σύμπλοκα μεταλλικά υδρίδια που συγκροτούνται από H_2 και από διάφορα μέταλλα μεταπτώσεως (transition complex hydrides). Περιγράφονται από τον τύπο: $M_x(M'y'H_z)$, όπου x , y οι ατομικοί αριθμοί των μετάλλων μεταπτώσεως M , M' αντίστοιχα και z ο ατομικός αριθμός με τον οποίο συμμετέχει το H_2 στο σύστημα μεταλλικού κράματος- H_2 , με δυνατότητα αποθήκευσης μεγάλων ποσοτήτων H_2 .
2. Στα μη σύμπλοκα μεταλλικά υδρίδια που συγκροτούνται από H_2 και από διάφορα μέταλλα μη μεταπτώσεως (non transition complex metal hydrides). Περιγράφονται από τον τύπο: $M(M'H_4)_n$, όπου n ο ατομικός αριθμός του μετάλλου μη μεταπτώσεως M που συμμετέχει. Το δεύτερο μέταλλο μη μεταπτώσεως και το H_2 συμμετέχουν με ατομικό αριθμό ίσο πάντα με 1, επίσης με δυνατότητα αποθήκευσης μεγάλων ποσοτήτων H_2 .

2.7 ΣΤΑΘΕΡΟΤΗΤΑ ΤΩΝ ΜΕΤΑΛΛΙΚΩΝ ΥΔΡΙΔΙΩΝ (ΣΥΜΠΛΟΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗ)

Ιδιαίτερα σημαντική είναι η σταθερότητά των υδριδίων και η αύξηση της αναστρεψιμότητας της αποθήκευσης H_2 στη μάζα τους [1]:

1. Σταθερά μεταλλικά υδρίδια: Εύκολη απορρόφηση του H_2 , υψηλές θερμοκρασίες για την αποδέσμευση, μείωση θερμοκρασιών αυτών για την αναστρεψιμότητα.
2. Ασταθή μεταλλικά υδρίδια: Εύκολη αποδέσμευση του H_2 , υψηλές πιέσεις για την απορρόφηση, μείωση των πιέσεων αυτών για την αναστρεψιμότητα.

2.8 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΕ «ΚΑΘΑΡΑ» ΝΑΝΟΚΡΥΣΤΑΛΛΙΚΑ ΜΕΤΑΛΛΑ ΚΑΙ ΣΕ ΝΑΝΟΚΡΥΣΤΑΛΛΙΚΑ ΜΕΤΑΛΛΙΚΑ ΚΡΑΜΑΤΑ-ΔΟΜΗ ΤΩΝ ΝΑΝΟΜΕΤΑΛΛΙΚΩΝ ΥΔΡΙΔΙΩΝ

Με τη νανοδόμηση των μεταλλικών υδριδίων μειώνονται οι διαστάσεις των δομικών λίθων (ή κόκκων) τους σε διαστάσεις νανομέτρου (nm), βελτιώνοντας την κινητική των αντιδράσεών τους κατά την απορρόφηση ή την αποδέσμευση H_2 από τη μάζα. Δηλαδή, τα νανοδομημένα μεταλλικά ή νανοκρυσταλλικά ή νανομεταλλικά υδρίδια αφενός παρουσιάζουν πολύ μικρότερους χρόνους υδρογόνωσης από τα «απλά» μεταλλικά υδρίδια και αφετέρου αποθηκεύουν πολύ μεγαλύτερες ποσότητες H_2 σε σχέση με αυτά, για τις ίδιες συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας. Σε όλες τις τεχνικές παρασκευής νανομετάλλων, οι αυξημένοι χρόνοι κατεργασίας οδηγούν σε όλο και μικρότερα μεγέθη κόκκων των σχηματιζόμενων νανομετάλλων. Από την άλλη μεριά, αν στο εσωτερικό ενός νανομετάλλου με καθορισμένη κρυσταλλική δομή, εμφανίζονται μικρές ποσότητες από «άμορφη» μάζα, βελτιώνονται οι αποθηκευτικές του ικανότητες σε υδρογόνο. Κατά την

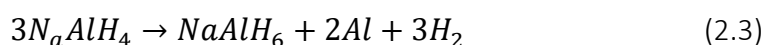
υδρογόνωση ενός οποιουδήποτε νανομεταλλικού υδριδίου, διακρίνουμε δύο περιπτώσεις:

1. Το αρχικό μέγεθος των κόκκων του νανομεταλλικού υδριδίου αυξάνεται, αλλά παραμένει συγκρίσιμο με το αρχικό του μέγεθος. Δηλαδή ο μέσος λόγος ογκομεταβολής των όγκων (Vκόκκου,τελ./Vκόκκου,αρχ.) είναι μικρότερος ή ίσος του 1,5 (Περίπτωση νανο- Mg_2NiH_4).
2. Αύξηση τελικού όγκου των κόκκων του νανομεταλλικού υδριδίου (Περίπτωση νανο-Mg).

Οι κόκκοι επιστρέφουν στο αρχικό τους μέγεθος κατά την αφυδρογόνωση μεταλλικών υδριδίων άνευ παραμορφώσεων μάζας, με καλύτερη απορρόφηση του H_2 μέσα στη μάζα τους κατά το σχηματισμό των διαφόρων νανομεταλλικών υδριδίων παρά τις ενδεχόμενες προσμίξεις ή κρυσταλλικές ατέλειες στο εσωτερικό τους, μειώνοντας παράλληλα τους απαιτούμενους χρόνους απορρόφησης. Ωστόσο, η ύπαρξη τέτοιου είδους «ανωμαλιών» μπορούν να επιφέρουν τα αντίθετα αποτελέσματα όταν το νανο-υδρίδιο υφίσταται συνεχείς και πολλούς κύκλους υδρογόνωσης και αφυδρογόνωσης (δημιουργία «άμορφης» μάζας, που σε μεγάλες ποσότητες εμποδίζει την εισροή του υδρογόνου στο εσωτερικό του) και διακρίνονται σε ενδοπλεγματικές ατέλειες και σε ατέλειες κενού. Τέλος, όταν στα διάφορα «καθαρά» νανομεταλλικά υδρίδια υπάρχουν και ορισμένες προσμίξεις από άλλα υλικά μέσα στη μάζα τους, τότε δημιουργούνται οι λεγόμενες ατέλειες αντικαταστάσεως των μεταλλικών τους ατόμων.

2.9 ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΗΣ ΚΑΤΑΛΥΣΗΣ ΚΑΤΑ ΤΗΝ ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΕ «ΚΑΘΑΡΑ» ΜΕΤΑΛΛΑ ΚΑΙ ΣΕ ΜΕΤΑΛΛΙΚΑ ΣΥΜΠΛΟΚΑ -ΧΡΗΣΗ ΝΑΝΟΚΑΤΑΛΥΤΩΝ

Η παρουσία των καταλυτών συνήθως επιδρά δυναμικά στην κινητική των μηχανισμών των αντιδράσεων, χωρίς να επηρεάζει παράλληλα και την κατ' αναλογία σύσταση των διαφόρων προϊόντων τους. Για να δράσει όμως ο καταλύτης στην αποθήκευση του H_2 και ταυτόχρονα να μη χάσει την αποτελεσματικότητά του, πρέπει να είναι σε στέρεη μορφή και να νανοδομηθεί, γι' αυτό και αναφέρεται ως νανοκαταλύτης [1β] το ρόλο του οποίου αναλαμβάνουν τα στοιχεία παλλάδιο (Pd), νικέλιο (Ni), βανάδιο (V) και τιτάνιο (Ti), έχοντας αποτελεσματική δράση στην κινητική της δέσμευσης H_2 από το σύστημα H_2 -μεταλλικού υλικού, λόγω χάρη επιταχύνοντας τη δέσμευση H_2 από το μεταλλικό υδρίδιο N_aAlH_4 έως και 10 φορές περισσότερο. Αυτό οφείλεται κυρίως στην αυξημένη απορρόφηση που παρουσιάζει το «υδρογονωμένο» προϊόν του N_aAlH_4 , δηλαδή το N_aAlH_6 :



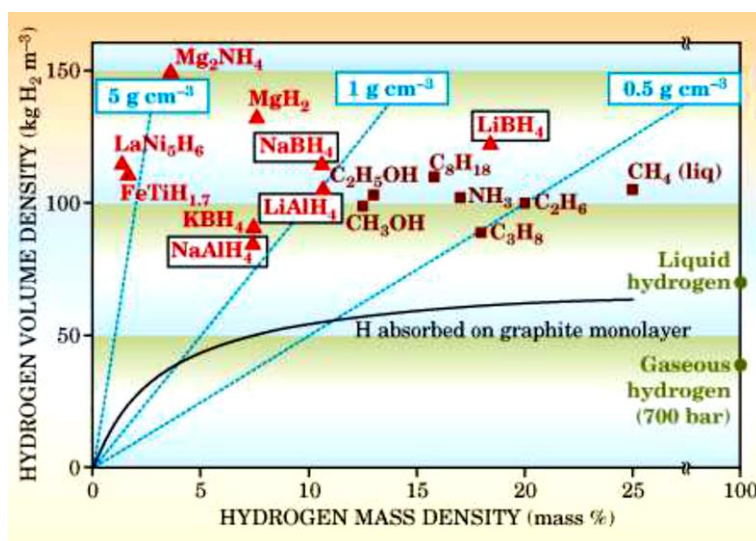
Τέλος, αξίζει να αναφερθεί ότι η θετική επίδραση του νανοκαταλύτη κατά την αποθήκευση του υδρογόνου σε κάποιο μεταλλικό υλικό σύστημα, είναι δυνατόν να γίνει αντιληπτή και οπτικά διαμέσου ενός ηλεκτρονικού μικροσκοπίου σάρωσης (SEM, Scanning Electron Microscope), που απεικονίζει τη νανοδομή του κάθε παραγόμενου μεταλλικού υδριδίου [1].

2.10 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΕ ΜΕΙΓΜΑΤΑ ΝΑΝΟΜΕΤΑΛΛΙΚΩΝ ΥΔΡΙΔΙΩΝ

Προκειμένου να αυξηθεί η ποσότητά του, το H_2 μπορεί να αποθηκευτεί και σε μίγμα δύο διαφορετικών νανομεταλλικών υδριδίων με καταλυτική επίδραση των υλικών τους, όπου μέσω αυτής το H_2 αποδεσμεύεται γρηγορότερα συγκριτικά με την μεμονωμένη αποδέσμευση, με ταυτόχρονη ελάττωση της θερμοκρασίας του κρυσταλλικού πλέγματος. Την ίδια στιγμή, ο ρυθμός διοχέτευσης θερμότητας στο περιβάλλον επιταχύνεται (δεδομένης της ενδόθερμης φύσης της αποδέσμευσης H_2 από τα νανομεταλλικά υλικά) με τη χρησιμοποίηση μίγματος δύο διαφορετικών νανομεταλλικών υλικών (το ένα να βρίσκεται με τη μορφή «καθαρού» νανομετάλλου και το άλλο με τη μορφή του νανομεταλλικού υδριδίου). Το «καθαρό» νανομέταλλο διαδραματίζει τον ρόλο του αγωγού της θερμότητας για το νανομεταλλικό υδρίδιο, διευκολύνοντας το τελευταίο να παραλάβει αποτελεσματικότερα τη θερμότητα μέσα στο εσωτερικό του και να αποβάλλει το υδρογόνο [1].

2.11 ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΩΝ ΔΙΑΦΟΡΩΝ ΝΑΝΟΜΕΤΑΛΛΙΚΩΝ ΥΔΡΙΔΙΩΝ ΠΟΥ ΜΠΟΡΟΥΝ ΝΑ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΘΟΥΝ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Μέχρι σήμερα φαίνεται ότι τα διάφορα θεωρητικά μοντέλα που περιγράφουν τις διαδικασίες αποθήκευσης-αποδέσμευσης H_2 στα διάφορα νανομεταλλικά υδρίδια δείχνουν, ότι τα περισσότερα από αυτά παρουσιάζουν αρκετά καλές αποθηκευτικές ή αποδεσμευτικές ικανότητες, με τα πρακτικά αξιοποιήσιμα ποσοστά αποθηκευμένου H_2 να παραμένουν αρκετά χαμηλά και να μην αξιοποιούνται επαρκώς ή εκτεταμένα. Για να αντιμετωπιστούν τα προηγούμενα, παρατίθεται παρακάτω ένα θεωρητικό μέτρο-διάγραμμα σύγκρισης της αποθηκευτικής ικανότητας των διαφόρων νανομεταλλικών υδριδίων, όπως αυτό έχει προκύψει από τα διάφορα θεωρητικά μοντέλα περιγραφής της διαδικασίας της αποθήκευσης του H_2 στη μάζα τους [8]:



Διάγραμμα 2.1: Κατανομή της αποθηκευτικής ικανότητας H_2 διαφόρων μεταλλικών υδριδίων [8].

Για λόγους σύγκρισης, στο παραπάνω διάγραμμα απεικονίζονται επίσης οι τιμές του αποθηκευμένου H_2 που παρατηρούνται σε διάφορες οργανικές ενώσεις υπό υγρή μορφή (συμβολισμός με ■ στο διάγραμμα), καθώς επίσης και οι τιμές αυτού κατά την προσρόφησή του σε μονοστρωματικές επιφάνειες στερεού γραφίτη. Από το παραπάνω διάγραμμα μπορούμε αφενός να συμπεράνουμε, ότι οι αποθηκευτικές ικανότητες των περισσότερων νανομεταλλικών υδριδίων συγκρίνονται άνετα με αυτές των οργανικών ενώσεων και αφετέρου, ότι πολλά νανομεταλλικά υδρίδια (π.χ. $LiBH_4$, $LiAlH_4$, $NaBH_4$ κ.τ.λ.) παρουσιάζουν ιδιαίτερα μεγάλες δυνατότητες κατά την αποθήκευση του υδρογόνου.

2.12 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΕ ΝΑΝΟΔΟΜΗΜΕΝΕΣ ΕΝΩΣΕΙΣ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟΝ ΑΝΘΡΑΚΑ-ΚΡΥΣΤΑΛΛΙΚΕΣ ΚΑΙ ΝΑΝΟΔΟΜΗΜΕΝΕΣ ΜΟΡΦΕΣ ΤΟΥ ΑΝΘΡΑΚΑ

Δύο από τις σημαντικότερες και πολυπληθέστερες κρυσταλλικές μορφές του άνθρακα, που απαντώνται ελεύθερες στη φύση, αποτελούν το διαμάντι και ο γραφίτης (ή αλλιώς το κάρβουνο). Εκτός όμως από το διαμάντι και τον γραφίτη, ο άνθρακας μπορεί να υπάρξει και σε μερικές άλλες κρυσταλλικές μορφές, κυρίως τεχνητές, μιας και δεν υπάρχουν σε μεγάλες ποσότητες στη φύση. Τις κρυσταλλικές αυτές μορφές αποτελούν οι νανοϊνες, τα φουλερένια και οι νανοσωλήνες του άνθρακα, στις οποίες παρουσιάζεται ένα σημαντικό κοινό χαρακτηριστικό: χαρακτηρίζονται, όπως είναι φανερό, από νανοδομή στη μάζα τους. Εκτός όμως από αυτό, οι μορφές αυτές χαρακτηρίζονται και από ένα δεύτερο κοινό σημείο, το οποίο συνίσταται στο ότι μπορούν να χρησιμοποιηθούν αποτελεσματικά για την αποθήκευση του υδρογόνου μέσα στη μάζα τους. Από τις τρεις αυτές νανοδομημένες μορφές του άνθρακα (φουλερένια, νανοσωλήνες και νανοϊνες) το μεγαλύτερο ενδιαφέρον για την τεχνολογία του υδρογόνου παρουσιάζουν, μέχρι στιγμής, οι νανοσωλήνες. Θα πρέπει πάντως να τονίσουμε, ότι τόσο οι νανοσωλήνες, όσο τα φουλερένια και οι νανοϊνες του άνθρακα, εξασφαλίζουν κατά την αποθήκευση H_2 πολύ μεγαλύτερη ασφάλεια σε σχέση με τις συνηθισμένες μεθόδους αποθήκευσής του (αέρια και υγρή αποθήκευσή του). Αυτό συμβαίνει γιατί, αφενός το αποθηκεύουν στη μάζα τους σαν «στερεό» (προσροφημένο μεταξύ των ατόμων του άνθρακά τους) και αφετέρου το επιτυγχάνουν αυτό υπό αρκετά χαμηλές συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας [1].

2.13 ΝΑΝΟΣΩΛΗΝΕΣ ΤΟΥ ΑΝΘΡΑΚΑ

Οι νανοσωλήνες του άνθρακα (carbon-nanotubes ή απλά nanotubes) είναι ομόκεντροι κύλινδροι γραφίτη, κλειστοί σε κάθε άκρο με πενταμελείς δακτυλίους. Οι νανοσωλήνες διακρίνονται σε δύο βασικές κατηγορίες [1]:

1. Πολυφλοϊικοί νανοσωλήνες του άνθρακα (Multi-Wall Nanotubes, MWNT). Κεντρικός σωλήνας περιβαλλόμενος από ομόκεντρα κυλινδρικά άτομα άνθρακα, σύνθεση χωρίς την ανάγκη καταλύτη, ενώ το μέγεθος καθορίζει τη διάμετρο του σωλήνα.

2. Μονοφλοϊκοί νανοσωλήνες του άνθρακα (Single-Wall Nanotubes, SWNT). Ένας μόνο κυλινδρικός σωλήνας από πολυάριθμα άτομα άνθρακα, σύνθεση παρουσία καταλύτη, και εδώ το μέγεθος καθορίζει τη διάμετρο του σωλήνα.

Οι σημαντικότερες τεχνικές σύνθεσης που έχουν εφευρεθεί μέχρι σήμερα για την παραγωγή των νανοσωλήνων άνθρακα είναι οι ακόλουθες [1σ]:

1. Εξάχνωση των ηλεκτροδίων του άνθρακα με τη χρήση ηλεκτρικού τόξου εκκένωσης (electric-arc discharge technique).
2. Φωτοδιάσπαση γραφίτη με χρήση ακτινών laser (laser ablation).
3. Καταλυτική χημική απόθεση από ατμό (catalytical chemical vapor deposition, CCVD).

Η τεχνική της καταλυτικής χημικής απόθεσης από ατμό για την παρασκευή των νανοσωλήνων του άνθρακα παρουσιάζει δύο σημαντικά πλεονεκτήματα:

1. Απαιτεί αρκετά χαμηλότερες θερμοκρασίες (700-1400 βαθμούς K) από αυτές που απαιτούνται κατά τις δύο άλλες τεχνικές (3000 βαθμοί K).
2. Παρουσιάζει καλύτερη ικανότητα ελέγχου της δομής των παραγόμενων νανοσωλήνων άνθρακα, με αποτέλεσμα να παρέχει τη δυνατότητα παρασκευής τους για πολλές διαφορετικές εφαρμογές. Αντίθετα, οι άλλες δύο τεχνικές μέθοδοι είναι κατάλληλες για συγκεκριμένες μόνο εφαρμογές, αφού δεν μπορούν να ελέγξουν την τελική δομή των παραγόμενων νανοσωλήνων άνθρακα.

Μηχανισμοί αποθήκευσης υδρογόνου σε νανοσωλήνες άνθρακα.

Ενώ όμως στα μεταλλικά υδρίδια το H_2 απορροφάται μέσα στη μάζα τους, στους νανοσωλήνες του άνθρακα αυτό προσροφάται πάνω στην εξωτερική τους επιφάνεια. Η προσρόφηση H_2 στους νανοσωλήνες του άνθρακα πραγματοποιείται με δύο τρόπους:

1. Με φυσική προσρόφηση, κατά την οποία το H_2 διατηρεί την μοριακή του δομή και συγκρατείται στην εξωτερική επιφάνεια των νανοσωλήνων με δυνάμεις τύπου Van der Waals.
2. Με χημική προσρόφηση, κατή την οποία το H_2 υφίσταται διάσπαση σε άτομα και δημιουργεί χημικούς δεσμούς με τα άτομα του άνθρακα των νανοσωλήνων.

Οι ακριβείς μηχανισμοί με τους οποίους το H_2 προσροφάται (φυσικά ή μηχανικά) στους νανοσωλήνες του άνθρακα, δεν έχουν μέχρι σήμερα εξακριβωθεί πλήρως. Πάντως μέχρι σήμερα έχει γίνει δυνατό να διαπιστωθεί ότι το H_2 μπορεί να αποθηκευτεί στους νανοσωλήνες του άνθρακα ως εξής [1γ]:

1. Στο εσωτερικό των νανοσωλήνων του άνθρακα, αλλά όχι σε μεγάλο βάθος, σχηματίζεται ένα μονό κυλινδρικό στρώμα για μικρές ποσότητες H_2 .
2. Στο εσωτερικό της επιφάνειας των νανοσωλήνων για την περίπτωση των μονοφλοϊκών νανοσωλήνων του άνθρακα και στο εξωτερικό για την περίπτωση των πολυφλοϊκών νανοσωλήνων του άνθρακα.

3. Μεταξύ των εσωτερικών επιφανειών των πολυφλοιϊκών νανοσωλήνων του άνθρακα. Στην περίπτωση αυτή, η ποσότητα του αποθηκευμένου H_2 είναι ανεξάρτητη του μεγέθους της διαμέτρου των νανοσωλήνων.
4. Μεταξύ των νανοσωλήνων του άνθρακα που βρίσκονται σε σχηματισμό συστοιχίας, με καταβολή μεγάλων εξωτερικών πιέσεων, που διαχωρίζουν τους νανοσωλήνες που συγκροτούν τις συστοιχίες, ώστε το H_2 να εισέλθει και να κατακρατηθεί στις ελεύθερες επιφάνειες.

2.14 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΕ ΝΑΝΟΣΩΛΗΝΕΣ ΑΝΘΡΑΚΑ ΠΟΥ ΠΕΡΙΕΧΟΥΝ ΚΑΙ ΠΡΟΣΜΙΞΕΙΣ ΑΛΚΑΛΙΩΝ

Οι μεγάλες δυνατότητες των νανοσωλήνων άνθρακα στην αποθήκευση H_2 δεν δύνανται να καλύψουν ικανοποιητικά τις απαιτήσεις των τεχνολογικών εφαρμογών του υδρογόνου μέχρι στιγμής. Παρόλα αυτά, σύμφωνα με διάφορα πειράματα που έχουν διεξαχθεί έχει διαπιστωθεί ότι όταν οι νανοσωλήνες άνθρακα περιέχουν διάφορα αλκάλια (π.χ. Li, K, κ.α.) λόγω του φαινομένου της θετικής πόλωσης (θετική φόρτιση αλκαλικών ατόμων και πόλωση μορίων H_2 για περαιτέρω αποθήκευση [1δ].) αυξάνεται η ικανότητά τους να αποθηκεύουν αποτελεσματικά και σε μεγάλες ποσότητες το H_2 , ακόμα και σε συνηθισμένες συνθήκες περιβάλλοντος. Η πλήρης διερεύνηση και εφαρμογή του όλου φαινομένου βρίσκεται ακόμα υπό εξέλιξη [1].

2.15 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΠΟΥ ΠΡΟΕΡΧΕΤΑΙ ΑΠΟ ΤΙΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ

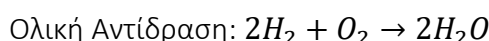
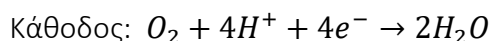
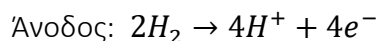
Πέρα από τους συμβατικούς τρόπους αποθήκευσης που προαναφέρθηκαν, μια ιδέα αποθήκευσης του H_2 , η οποία βρίσκεται ακόμα σε ερευνητικό στάδιο, είναι αυτή των «αιολικών πύργων» (wind turbine towers), δηλαδή Α/Γ με διαμορφωμένο εσωτερικό για να δεχτεί το παραγόμενο από την ηλεκτρόλυση H_2 , δημιουργώντας έτσι ένα οικονομικό σύστημα παραγωγής και αποθήκευσης H_2 από 100% ΑΠΕ. Προκειμένου να διατηρηθεί σε σταθερή πίεση το εσωτερικό ενός τέτοιου «πύργου», δημιουργούνται πρόσθετες απαιτήσεις στο σχεδιασμό του (αντοχή φορτίων ανέμου και την κάλυψη των απαιτήσεων του δοχείου πίεσης) οι οποίες καθορίζονται από την ASME (American Society of Mechanical Engineers) Boiler and Pressure Vessel Code [1].

2.16 ΚΥΨΕΛΕΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ – ΗΛΕΚΤΡΟΧΗΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΑΠΟ ΥΔΡΟΓΟΝΟ. ΕΙΣΑΓΩΓΗ - ΑΡΧΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ

Οι κυψέλες καυσίμου H_2 ή απλά κυψέλες καυσίμου (fuel cells ή FC) είναι από τα πιο ελκυστικά και πολλά υποσχόμενα συστήματα στην τεχνολογία του υδρογόνου, με λειτουργία ανάλογη αυτής των μπαταριών. Εδώ, η αποθηκευμένη χημική ενέργεια του H_2 μέσω της ηλεκτρόλυσης του μετατρέπεται σε ηλεκτρισμό και σε θερμότητα, απ' όπου μπορεί να προκύψει οποιαδήποτε άλλη μορφή ενέργειας που χρησιμοποιεί ο άνθρωπος στις καθημερινές ενεργειακές του ανάγκες. Οι FC ταξινομούνται βάσει του ηλεκτρολύτη που χρησιμοποιούν, με πιο γνωστή τη μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίου (PEMFC). Συνοπτικά, η διαδικασία παραγωγής ηλεκτρισμού περιγράφεται από τα παρακάτω επιμέρους στάδια [1, 2α]:

1. Ομοιογενής διάχυση ιόντων υδρογόνου (H^+) και ηλεκτρονίων (e^-), με δημιουργία ηλεκτρικού ρεύματος.
2. Ένωση ιόντων H_2 με το οξυγόνο του ατμοσφαιρικού αέρα στην κάθοδο, προς σχηματισμό νερού.
3. Επιτάχυνση ένωσης παραγωγής νερού από τα δύο στρώματα μεταλλικού καταλύτη καλυμμένων με πολύ λεπτή επιφάνεια από λευκόχρυσο (Pt) πάνω σε μία παχύτερη επιφάνεια από άνθρακα (C).

Οι αντιδράσεις των παραπάνω σταδίων είναι:



Η συνήθης τάση της ηλεκτρόλυσης του H_2 με το O_2 σε μία FC PEMFC, είναι της τάξης των 0,7 Volt, ενώ για μεγαλύτερες τάσεις χρησιμοποιείται συστοιχία κυψελών καυσίμου ή fuel cell stack [1ε]. Όσον αφορά στα πλεονεκτήματα των FC, αυτά είναι:

- 1) Πολυμορφία ως προς το είδος των καυσίμων που μπορούν να χρησιμοποιήσουν
 - 2) Δυνατότητα παραγωγής μεγάλων ποσών ενέργειας από το H_2 .
 - 3) Περιβαλλοντικά οφέλη (ελάχιστες εκπομπές ρύπων), αφού το κύριο προϊόν από την ηλεκτρόλυση του υδρογόνου που επιτελείται στο εσωτερικό τους, είναι το νερό.
- Ένα βασικό, από την άλλη, μειονέκτημα των FC H_2 είναι το μεγάλο οικονομικό κόστος που συνεπάγεται η χρήση τους [2α].

2.17 ΥΠΟΓΕΙΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ

Συστήματα υπόγειας υπό πίεση αποθήκευσης H₂ χρησιμοποιούνται σήμερα, από επιχειρήσεις φυσικού αερίου, σε ποικίλα μεγέθη και βαθμίδες πίεσης, από τυποποιημένους κυλίνδρους πίεσης (50 έως 200bar), μέχρι υψηλής πίεσης δεξαμενές (>200 bar), ή χαμηλής πίεσης σφαιρικές δεξαμενές (>30.000 m³, 12-16 bar). Οι υπό πίεση δεξαμενές H₂ φτιάχνονται από λεπτά αλλά ανθεκτικά νέας σύνθεσης υλικά, τα οποία μπορούν να αντέξουν πιέσεις μεγαλύτερες των 200 bar. Τέτοιες δεξαμενές έχουν αναπτυχθεί και εφαρμοστεί σε πρότυπα αυτοκίνητα και λεωφορεία. Σ' αυτά έχει επιτευχθεί χωρητικότητα μεγαλύτερη των 0,05 kg υδρογόνου για κάθε κιλό του συνολικού βάρους [10].

2.18 Η ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΩΣ ΜΕΣΟ ΕΞΟΜΑΛΥΝΣΗΣ ΤΗΣ ΜΗ ΣΤΑΘΕΡΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΕΞΟΔΟΥ

Η αποθήκευση H₂ οδηγεί σε χρησιμοποίηση της ισχύος εξόδου ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ενέργειας, και των διακυμάνσεών της με το βέλτιστο δυνατό τρόπο. Ωστόσο η χρήση της αποθήκευσης της ενέργειας δεν χρησιμοποιήθηκε πέρα από τέτοιες εφαρμογές κυρίως λόγω του ότι έπρεπε να γίνονται συνεχείς βελτιώσεις στα συστήματα παραγωγής, και ιδιαίτερα στις ανεμογεννήτριες, πράγμα που οδήγησε σε αύξηση του κόστους και περιορισμό των πλεονεκτημάτων αποθήκευσης της ενέργειας. Έπειτα υπάρχει δυσκολία στο να βρεθούν οικονομικά μέσα αποθήκευσης και εύκολα σχετικά, πέρα από την (rumped storage) που είναι περιορισμένη [10].

2.19 ΝΕΟΤΕΡΕΣ ΙΔΕΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ H₂

1. Προσρόφηση σε ενεργό άνθρακα για τη συσσώρευση της επιφάνειας και της εσωτερικής του δομής.
2. Η αποθήκευση σε γυάλινες μικροσφαίρες, με απελευθέρωση του H₂ μέσω της αναθέρμανσής τους για αύξηση της διαπερατότητάς τους στο H₂.
3. Αποθήκευση του H₂ σε συμπλέγματα πολυυδριδίων [10].

2.20 ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΚΥΡΙΟΤΕΡΩΝ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΕΘΟΔΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Σε όλες τις περιπτώσεις αποθήκευσης του H₂, είναι σημαντικό να μειωθεί ο απαιτούμενος όγκος για την αποθήκευση, χωρίς όμως να μειωθεί η ενεργειακή του απόδοση πάρα πολύ. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, υπάρχουν πολλές μέθοδοι αποθήκευσης και ανάλογα της μορφής που έχει το H₂ σε καθεμία, έχει και διαφορετική

ενεργειακή πυκνότητα. Σήμερα, η πιο διαδεδομένη μέθοδος αποθήκευσης του υδρογόνου είναι το συμπιεσμένο H_2 , ενώ η επιλογή που προσφέρει την υψηλότερη απόδοση είναι το υγρό H_2 το οποίο όμως παρέχει πολύ μικρή συνολική απόδοση στο όλο σύστημα, κυρίως λόγω των ενεργειακών απωλειών κατά τη διαδικασία υγροποίησής του. Ο πίνακας 2.2 δίνει τις ενεργειακές πυκνότητες των κυριότερων σημερινών συμβατικών μεθόδων αποθήκευσης του υδρογόνου [10]:

Πίνακας 2.2 Ενεργειακές πυκνότητες κυριότερων συμβατικών μεθόδων αποθήκευσης H_2 [11]

Μέθοδος Αποθήκευσης του Υδρογόνου	Ενεργειακή Πυκνότητα ανά Μάζα (MJ/kg)	Ενεργειακή Πυκνότητα ανά Όγκο (MJ/L)	Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα
Συμπιεσμένο υδρογόνο (200 bar)	2,00	2,60	Μικρή μάζα και χαμηλός όγκος	Δυσκολίες συμπίεσης, θέματα ασφάλειας
Συμπιεσμένο υδρογόνο (360 bar)	6,00	4,50		
Μεταλλικό υδρίδιο (LaNi ₅ , steel vessel)	0,86	2,00	Αρκετά χαμηλός όγκος (ειδικά σε μικρά μεγέθη), χαμηλές πιέσεις	Μεγάλο βάρος, διαχείριση θερμότητας αντίδρασης
Υγρό υδρογόνο	5,60	3,80	Ικανοποιητικός όγκος και βάρος	Υψηλό κόστος, απώλειες ατμοποίησης, απώλειες υγροποίησης

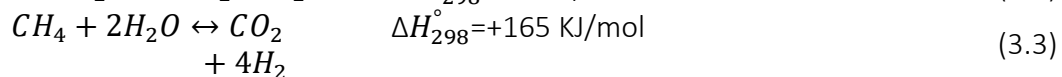
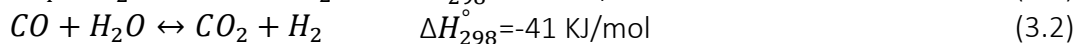
Σύμφωνα λοιπόν με όσα αναφέρθηκαν στις προηγούμενες παραγράφους του κεφαλαίου αυτού και με βάση τον πίνακα 2.2, σαν γενική αρχή μπορεί να χρησιμοποιηθεί η εξής ταξινόμηση: Τα υδρίδια μετάλλων είναι πιο κατάλληλα όταν πρόκειται για αποθήκευση μικρών ποσοτήτων (της τάξης του 1 kg) και όταν απαιτείται υψηλός παράγοντας ασφαλείας. Για μεγάλες ποσότητες όμως, τα σημερινά υδρίδια μετάλλων είναι αρκετά βαριά και αρκετά ακριβά. Σε αυτές τις περιπτώσεις η υγροποίηση ή η συμπίεση του αερίου υδρογόνου φαίνεται να είναι οι πιο κατάλληλες διαδικασίες. Το υγροποιημένο H_2 φαίνεται να είναι πλεονεκτικότερο όσον αφορά στο χώρο αποθήκευσης και τα θέματα ασφαλείας, ενώ η συμπίεση της αέριας μορφής του είναι σίγουρα πολύπλοκη διαδικασία. Από την άλλη μεριά, το συμπιεσμένο H_2 μπορεί να αποθηκευτεί σε διάφορες πιέσεις προκειμένου να εξοικονομηθεί χώρος. Ένας περιοριστικός παράγοντας σε αυτή την επιλογή είναι η διαπερατότητα και η οριακή τάση διάρρηξης του υλικού το οποίο έχει επιλεγεί για την αποθήκευση. Τα σύνθετα υλικά φαίνεται να δίνουν τεχνολογικά την καλύτερη λύση και να αντέχουν σε πιέσεις μεγαλύτερες των 700 bar σε ένα μικρό μέρος του βάρους των συμβατικών κυψελών από χάλυβα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3^ο

3. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

3.1 ΘΕΡΜΟΧΗΜΙΚΕΣ ΜΕΘΟΔΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ-ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΑΠΟ ΤΑ ΟΡΥΚΤΑ ΚΑΥΣΙΜΑ

Η παραγωγή H_2 μέσω ορυκτών καυσίμων αποτελεί την πιο διαδεδομένη μέθοδο, και ειδικά με αναμόρφωση του μεθανίου (δηλαδή του φυσικού αερίου) που γίνεται με τρεις αμφίδρομες αντιδράσεις, με ταυτόχρονη παρουσία διαφόρων καταλυτών, της π.χ. το νικέλιο (Ni), το οποίο βρίσκεται τυλιγμένο σε φορέα Al) [1,8].



Λόγω των ενδόθερμων αντιδράσεων, η αναμόρφωση μεθανίου ευνοείται από υψηλές θερμοκρασίες, με αναλογία ατμού-μεθανίου $P(H_2O)/P(CH_4)=3$ [13].

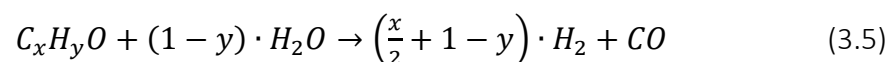
1^ο στάδιο: Της 800-1000°C και πίεση 30-40 bar, λαμβάνει χώρα η αναμόρφωση με τις αντιδράσεις (3.1) και (3.3).

2^ο στάδιο: Σε χαμηλότερη θερμοκρασία (συνήθως 200-400°C), για την αύξηση της μετατροπής του υδρογόνου λαμβάνει χώρα η αντίδραση 3.2).

Παρατηρούμε ότι κατά την παραγωγή H_2 με τη μέθοδο αυτή εκλύεται CO_2 σε μικρές ποσότητες χωρίς επιβαρύνσεις στην ατμοσφαιρική σύνθεση. Όσον αφορά το CO , εφαρμόζεται η μέθοδος της εκλεκτικής οξειδωσης (δέσμευσή του πριν τη διοχέτευση της FC) ώστε να μειωθούν οι ποσότητές του σε μερικά ppm που χαρακτηρίζεται από την εξής αντίδραση:

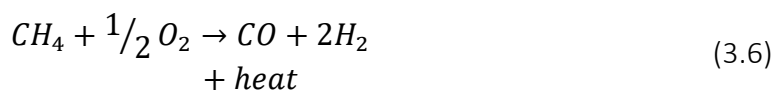


Μία δεύτερη μέθοδος παραγωγής του H_2 και οικονομική σαν μέθοδος αποτελεί η λεγόμενη αεριοποίηση (ή απανθράκωση) του γαιάνθρακα (ή κάρβουνο) μέσω της ανάμειξης του κονιοποιημένου λιθάνθρακα με το οξειδωτικό μέσο (αέρα ή οξυγόνο και ατμό). Το μίγμα εισέρχεται στον αεριοποιητή και θερμαίνεται της 1000-1500°C. Οι υδρογονάνθρακες αντιδρούν σύμφωνα με την αντίδραση:



όπου παράγεται συνθετικό αέριο και πραγματοποιείται θερμική διάσπαση σε διάφορα αέρια, υγρά και στερεά προϊόντα, μεταξύ των οποίων και αέριο H_2 . Στη συνέχεια, οι στερεοί υδρογονάνθρακες παίρνουν αέρια φάση με πρόσδοση θερμότητας και εφαρμογή πίεσης παρουσία ατμού και «μερική οξειδωση» του αρχικού καυσίμου με την απαραίτητη θερμότητα για να πραγματοποιηθούν οι αντιδράσεις, ώστε η μεγαλύτερη ποσότητα του άνθρακα να μετατραπεί σε συνθετικό αέριο (syngas, κυρίως H_2 και CO με αναλογία εξαρτώμενη από το είδος του υδρογονάνθρακα με το οποίο τροφοδοτείται το σύστημα και από της συνθήκες που επικρατούν στον αεριοποιητή.

Μία τρίτη μέθοδος παραγωγής του H_2 από τα ορυκτά καύσιμα, αφορά ξανά, της και η καταλυτική αναμόρφωση, την παραγωγή του από το φυσικό αέριο, αλλά αυτή τη φορά μέσω της μερικής του οξειδωσης. Η μερική οξειδωση του φυσικού αερίου είναι η διαδικασία με την οποία το υδρογόνο παράγεται από τη μερική καύση του μεθανίου με το οξυγόνο:



Σε αυτήν την διαδικασία η θερμότητα παράγεται με μια εξώθερμη αντίδραση, οπότε δεν υπάρχει καμία ανάγκη για οποιαδήποτε εξωτερική θέρμανση του αντιδραστήρα. Το παραχθέν CO μετατρέπεται περαιτέρω σε H_2 , της περιγράφεται από την αντίδραση καταλυτικής αναμόρφωσης (αντίδραση 3.2).

Τέταρτη μέθοδος (που λόγω κόστους υστερεί της καταλυτικής αναμόρφωσης και δε χρησιμοποιείται συχνά) λογίζεται η θερμική διάσπαση των υδρογονανθράκων στα καύσιμα, κατά την οποία παράγονται σαν προϊόντα το H_2 και ο «καθαρός» άνθρακας με τη μορφή λεπτής σκόνης, με κυριότερα χρησιμοποιούμενα ορυκτά καύσιμα το φυσικό αέριο και τα ελαφρά κλάσματα πετρελαίου.

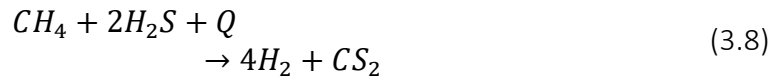
Η Πέμπτη και τελευταία μέθοδος παραγωγής H_2 —χωρίς μαζική χρήση λόγω κόστους διάθεσης του $C_{(s)}$ —γίνεται μέσω της διοχέτευσης υδρατμών και θερμικής ενέργειας πάνω από στρώμα στερεού άνθρακα, ο οποίος έχει τη μορφή πολύ λεπτής σκόνης. Η αντίδραση που συμβαίνει κατά τη διαδικασία αυτή έχει ως εξής:



3.2 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΑΠΟ ΤΑ ΣΟΥΛΦΙΔΙΑ ΤΟΥ

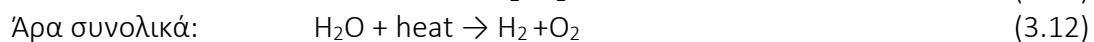
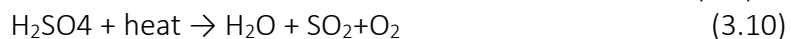
Μία άλλη θερμοχημική μέθοδος για την παραγωγή του υδρογόνου είναι η παραγωγή αυτού μέσω της θερμικής διάσπασής των σουλφιδίων του (χημικές ενώσεις που σχηματίζονται κατά την αντίδραση της οποιουδήποτε μετάλλου με το στοιχείο S ή και με τα αρνητικά σύμπλοκα ιόντα του S με άλλα στοιχεία π.χ. SO_3), εκ των οποίων το H_2S έχει τη μεγαλύτερη δυνατότητα μέσω θερμικής διάσπασης για μαζική παραγωγή H_2 σε σχέση με άλλα —ελεύθερα στη φύση ή τεχνικά κατασκευασμένα— σουλφίδια, και μέσω της

χρήσης του H_2S στα προαναφερθέντα ορυκτά καύσιμα παράγονται οικονομικά μεγάλες ποσότητες H_2 . Η αντίδραση των μεγάλων ποσοτήτων CH_4 που περιέχει με της μικρότερες ποσότητες του σε H_2S πραγματοποιείται παρουσία θερμότητας και μπορεί να παράγει H_2 με αποδόσεως 50% περίπου [1]:



3.3 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΑΠΟ ΤΗΝ ΠΥΡΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Μία ακόμη θερμοχημική μέθοδος για την παραγωγή του H_2 , είναι αυτή με χρήση της πυρηνικής ενέργειας, με θερμοχημικούς κύκλους παραγωγής H_2 , κατά της οποίους ποσότητες νερού μαζί με υψηλής θερμοκρασίας θερμική ενέργεια που προέρχεται από την διάσπαση κάποιου πυρηνικού καυσίμου (ουρανίου (U) ή πλουτωνίου (Pu)), αποτελούν ροές εισαγωγής σε μια σειρά από πολύπλοκες θερμοχημικές αντιδράσεις οι οποίες έχουν σαν κύρια προϊόντα της το H_2 και το O_2 , με πιο σημαντικό κύκλο αυτόν του θείου/ιωδίου. Οι αντιδράσεις που τον χαρακτηρίζουν έχουν ως εξής [1]:



Η απόδοση του κύκλου μπορεί να υπερβεί το 50%. Ωστόσο, υπάρχουν αρκετές και δικαιολογημένες ενστάσεις ως της τη μαζική χρήση της πυρηνικής ενέργειας, εξαιτίας των γνωστών κινδύνων που ελλοχεύουν από αυτήν, έτσι, θα ήταν δύσκολο να πει κανείς με βεβαιότητα αν αυτή θα εφαρμοστεί ποτέ στο μέλλον σε μαζική κλίμακα για την παραγωγή του H_2 .

3.4 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΜΕΣΩ ΤΗΣ ΑΕΡΙΟΠΟΙΗΣΗΣ Η ΤΗΣ ΠΥΡΟΛΥΣΗΣ ΤΗΣ ΒΙΟΜΑΖΑΣ

Οι τεχνολογίες παραγωγής H_2 από τη βιομάζα είναι η αεριοποίηση και η πυρόλυση [1ε]. Η αεριοποίηση βασίζεται στη θέρμανση της βιομάζας παρουσία περιορισμένων ποσοτήτων οξυγόνου, κατά την οποία προκύπτουν άμεσα CO και H_2 και άλλα αέρια προϊόντα. Το μίγμα, συνολικά, των αερίων που προκύπτει κατά την αεριοποίηση της βιομάζας αναφέρεται συνήθως ως αέριο συνθέσεως (synthesis gas).

Η πυρόλυση βασίζεται στη θέρμανση της βιομάζας απουσία οξυγόνου και κάτω από συγκεκριμένες συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας. Κατά την πυρόλυση της βιομάζας ανάλογα και με της ακριβείς συνθήκες διεξαγωγής της (πίεση και θερμοκρασία), προκύπτει ένα πλήθος από προϊόντα αέριας, υγρής ή και στερεάς μορφής. Τα υγρής μορφής προϊόντα στην ουσία είναι ένα είδος λαδιού, το οποίο της και το πετρέλαιο, περιέχει ένα ευρύ φάσμα από συστατικά, τα οποία μέσω κατάλληλης επεξεργασίας της μπορούν να διαχωριστούν σε χρήσιμες χημικές ουσίες και καύσιμα [1].

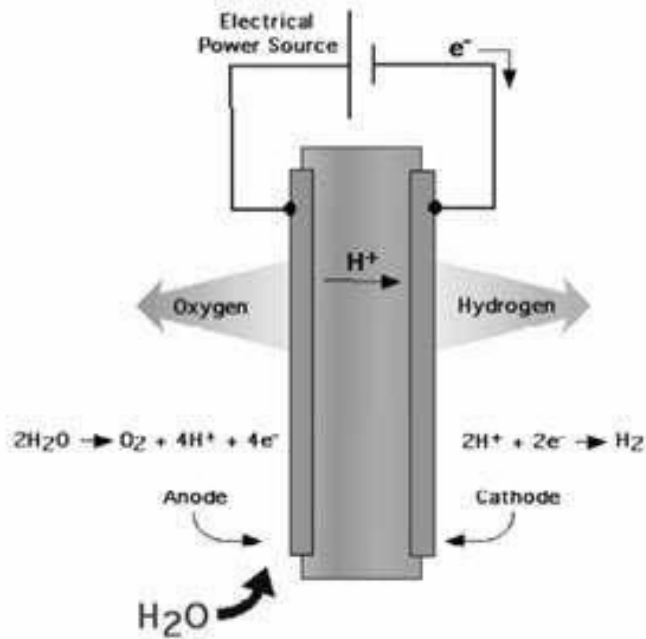
Πίνακας 3.1: Εφαρμογές πυρόλυσης και αεριοποίησης της βιομάζας ανά τον κόσμο [12].

Εφαρμογή	Μέγεθος εγκατάστασης	Τοποθεσία
BIOSYN, Inc. gasification Process	10 t/h βιομάζας Επιδεικτική εφαρμογή	St-Juste de Bretennieres, Quebec, Canada.
Fast Internal Circulation Fluidized Bed Process	2 MW electrical Επιδεικτική εφαρμογή	Gussing, Burgenland
FERCO Silva Gas process	200 t/day βιομάζας	power plant in Burlington, Vermont
MTCI process	20 t/day βιομάζας Ανάπτυξη τεχνολογίας	Baltimore, MD
RENUGAS process	12 t/day βιομάζας Ανάπτυξη τεχνολογίας	Chicago
Chemrec Process	20 t/day ξηρής στερεάς ύλης 3 MWth πιλοτική μονάδα με στόχο την αύξηση κλίμακας μεγέθους σε 300 t/day	Pitea, Sweden
SVZ Schwarze Pumpe Μετατροπή αεριοποιητών άνθρακα σε βιομάζας	Τρεις μονάδες 14, 35 και 15 t/h τροποποιημένων αεριοποιητών άνθρακα	Germany

3.5 ΗΛΕΚΤΡΟΛΥΤΙΚΕΣ ΜΕΘΟΔΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ-ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΜΕΣΩ ΤΗΣ ΗΛΕΚΤΡΟΛΥΣΗΣ ΤΟΥ ΝΕΡΟΥ

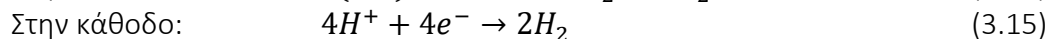
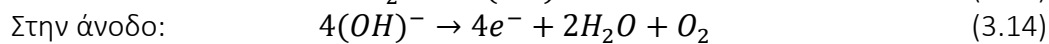
Η ηλεκτρόλυση του νερού, της παραγωγή H_2 , πραγματοποιείται μέσα σε ειδικές διατάξεις ηλεκτρόλυσης με ταυτόχρονη παροχή ηλεκτρικού ρεύματος. Βασικό της πλεονέκτημα είναι οι υψηλές τιμές «καθαρότητας» του παραγόμενου H_2 . Τα τελευταία χρόνια υπάρχει μεγάλο ενδιαφέρον για την παραγωγή H_2 μέσω ηλεκτρόλυσης, κυρίως εξαιτίας της σύγχρονης δυνατότητας κατασκευής ολοκληρωμένων συστημάτων από ηλεκτρολυτικές διατάξεις νερού, οι οποίες λειτουργούν μέσω της παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος με τη βοήθεια διαφόρων ΑΠΕ (ηλιακή-αιολική), με την παραγόμενη ενέργεια από Φ/Β να είναι βέβαια οικονομικά ασύμφορη, αλλά με προοπτική χρήσης της σε μεγάλη κλίμακα παραγωγής ηλεκτρικής για παραγωγή υδρογόνου. Η αιολική ενέργεια φαίνεται να είναι ο τομέας από τον οποίο μπορεί να παραχθεί H_2 με χαμηλό κόστος, σε περιοχές κυρίως που είναι προικισμένες με μεγάλο αιολικό δυναμικό [3β], με προοπτική της παραγωγής μεγάλης κλίμακας ή αποθήκευσης ενέργειας από ΑΠΕ σε μορφή H_2 σε κατάλληλες δεξαμενές, το οποίο μπορεί να μετατραπεί ξανά σε ηλεκτρισμό, ιδανικά μέσω FC, σε της περιόδους [1].

Μία χαρακτηριστική ηλεκτρολυτική διάταξη παραγωγής υδρογόνου που χρησιμοποιείται σήμερα για την παραγωγή του σε εργαστηριακή κλίμακα, είναι αυτή που φαίνεται στο παρακάτω σχήμα 3.1. Κατά την ηλεκτρόλυσή μέσα σε μία ηλεκτρολυτική διάταξη, το H_2 οξειδώνεται αρχικά στην άνοδο της διάταξης σε μοριακό οξυγόνο και σε θετικά ιόντα υδρογόνου (ή πρωτόνια υδρογόνου, H^+). Στη συνέχεια, τα ιόντα υδρογόνου περνούν στην πλευρά της καθόδου, όπου αντιδρούν με τα ηλεκτρόνια της σχηματισμό αερίου H_2 , το οποίο και συλλέγεται στο εξωτερικό κύκλωμα της συσκευής [3γ]. Οι συγκεκριμένες διεργασίες παριστάνονται με αντιδράσεις ως εξής:



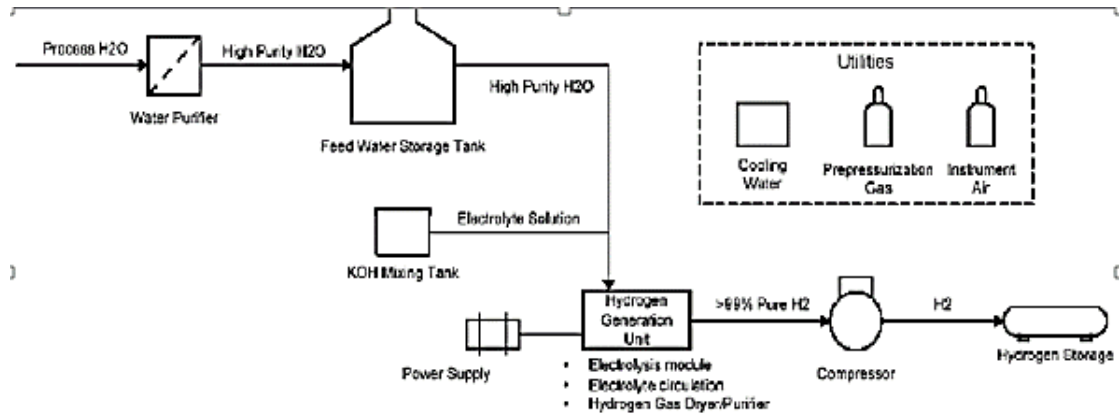
Σχήμα 3.1: Εργαστηριακή συσκευή ηλεκτρόλυσης.

Στο διάλυμα του ηλεκτρολύτη έχουμε την αντίδραση:



Με δυνατότητα περαιτέρω χρήσης πλιν του H_2 και του O_2 σε διάφορες εφαρμογές, κυρίως βιομηχανικού τύπου. Αποδεικνύεται θεωρητικά ότι η παραγωγή H_2 μέσω ηλεκτρόλυσης απαιτεί ηλεκτρική τάση η οποία ισούται με 1,23 V [1στ], της την ηλεκτρική τάση την οποία εφαρμόζουμε κάθε φορά στη πράξη γι' αυτό. Για παράδειγμα, με πρακτικά εφαρμοζόμενη ηλεκτρική τάση ίση με 1,60 V, θα έχουμε απόδοση παραγωγής H_2 : $\frac{1,23}{1,60} = 0,77 = 77\%$, δηλαδή το παραγόμενο H_2 μέσω της ηλεκτρόλυσης πλεονεκτεί σημαντικά από το παραγόμενο H_2 από τα διάφορα ορυκτά καύσιμα (με απόδοση παραγωγής έως 60%) από ενεργειακή σκοπιά.

Στο σχήμα 3.2 παρουσιάζεται ένα τυπικό διάγραμμα για την παραγωγή H_2 από ηλεκτρόλυση, με διαφορετικές απαιτήσεις κάθε ηλεκτρολύτη για την καθαρότητα του νερού. Της μονάδες έχουν δικό της σύστημα καθαρισμού νερού ενώ της χρειάζονται εξωτερική μονάδα απιονισμού ή μονάδα αντίστροφης ώσμωσης. Οι εταιρίες παρέχουν ολοκληρωμένα συστήματα τα οποία τοποθετούνται ανά τεμάχιο (module) για λόγους οικονομίας χώρου και απλότητας. Σε της μονάδες περιλαμβάνεται συμπίεση του H_2 στα 30 bar ή και παραπάνω.



Σχήμα 3.2: Διάγραμμα εγκατάστασης ηλεκτρόλυσης [7]

Λόγω της χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας στην όλη διαδικασία το συνολικό κόστος παραγωγής του H_2 αυξάνει και μπορεί να γίνει μεγαλύτερο των 20 \$/GJ (για κόστος kWh 0,05 \$).

Πίνακας 3.2: Εφαρμογές ηλεκτρόλυσης σε περιοχές ανά τον κόσμο [7].

Location	Manufacturer	H_2 Capacity	
		(MW)	(m^3/h)
Assuan (Egypt)	Brown Boveri	158,400	33.000
Nangal (India)	De Nora	144,000	30.000
Rjukan (Norway)	Norsk Hydro	133,920	27.900
Ghomfjord (Norway)	Norsk Hydro	130,080	27.100
Trail (Canada)	Trail	72,960	15.200
Cuzco (Perú)	Lurgi	21,600	4.500
Huntsville (U.S.A.)	Electrolyser Corp.	2,568	535

Τα ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης ανέρχονται σε 2% των δαπανών επένδυσης. Στον παρακάτω πίνακα 3.3 δίνονται ορισμένα συγκριτικά τεχνικά στοιχεία των τριών προαναφερθεισών μεθόδων ηλεκτρόλυσης.

Πίνακας 3.3 Συγκριτικά στοιχεία μεθόδων ηλεκτρόλυσης [7].

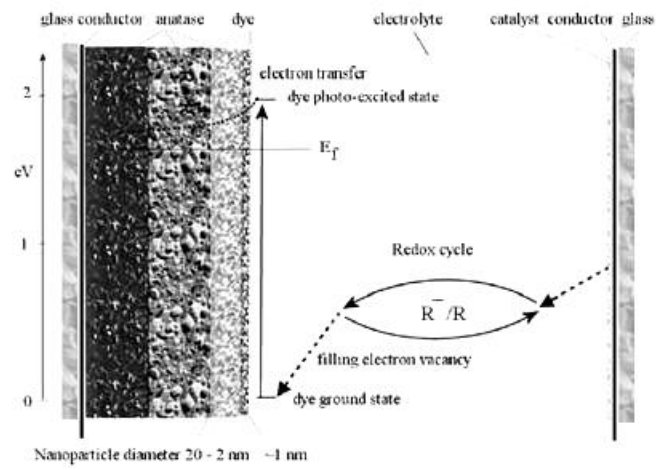
Technical data						
type	Temperature of operation	Pressure of operation	Electric consumption	Energy Efficiency	Life duration	State of development
Alkaline	50-100°C	3-30 bars	4-5 kWh / Nm^3 of H_2	75-90 %	15-20 years	marketed
PEM	80-100°C	1-70 bars	6 kWh / Nm^3 of H_2	80-90 %	150 000 hours (\approx 17 years)	development
High temp. steam	800-1000 °C	??	3-3.5 kWh / Nm^3 of H_2	80-90 %	??	research

3.6 ΦΩΤΟΛΥΤΙΚΕΣ ΜΕΘΟΔΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ-ΦΩΤΟΒΙΟΛΟΓΙΚΗ ΜΕΘΟΔΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Η τελευταία κατηγορία μεθόδων παραγωγής H_2 γίνεται μέσω της διαδικασίας της φωτόλυσης, που ναι μεν βρίσκονται σε πρώιμο ερευνητικό επίπεδο, αλλά προσφέρουν μακροπρόθεσμη δυνατότητα για βιώσιμη παραγωγή με χαμηλή περιβαλλοντική επίδραση [1ζ]. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω της χρήσης των ιδιοτήτων ορισμένων μικροοργανισμών (κυρίως άλγη και κυανοβακτήρια), να παράγουν αυτούσια H_2 μέσω του φυσικού φωτοσυνθετικού της κύκλου (που αποτελεί μέρος του αναερόβιου μηχανισμού παραγωγής της ενέργειάς της). Η συγκεκριμένη μεθοδολογία ονομάζεται και φωτοβιολογική παραγωγή του H_2 και φτάνει μέσω κατάλληλης εκμετάλλευσης της ποσότητας του H_2 σε αποδοτικότητα έως και 25% [1].

3.7 ΦΩΤΗΛΕΚΤΡΟΛΥΣΗ

Η παραγωγή H_2 επιτυγχάνεται και μέσω της διαδικασίας της υδρόλυσης του νερού, δηλαδή της ηλεκτρόλυσης του από ολοκληρωμένα ηλιακά συστήματα. Η συγκεκριμένη διαδικασία ονομάζεται και φωτοηλεκτρόλυση του νερού. Κατά τη διαδικασία αυτή, ολοκληρωμένα συστήματα πολυάριθμων ηλιακών συλλεκτών συνδεδεμένων σε σειρά παράγουν ηλεκτρική ενέργεια, χρησιμοποιώντας τη μετά για υδρόλυση νερού και παραγωγή H_2 . Τα συστήματα αυτά παρουσιάζουν ικανοποιητική απόδοση, έως και 40%, που στην πράξη βέβαια δεν υπερβαίνει το 20%, αποτελούμενα από ακριβά υλικά κατασκευής. Πάντως, οι προσπάθειες χρήσης νέων πιο οικονομικών υλικών οδήγησαν σε αρκετά μειωμένες αποδόσεις σε παραγωγή H_2 , τάξεως 5%-10% περίπου. Παρ'όλ'αυτά, η χρήση της συμφέρει για μαζική παραγωγή H_2 , αν αναλογιστεί κανείς το γεγονός ότι η πηγή της ηλεκτρικής της ενέργειας, δηλαδή ο ήλιος, είναι μια άφθονη και ανεξάντλητη πρωτογενής μορφή ενέργειας κατάλληλη της συνεχή και αδιάκοπη χρήση. Μια σημαντική κατηγορία τέτοιων συστημάτων αποτελεί η κατηγορία των λεγομένων φωτοηλεκτροχημικών στοιχείων ή στοιχείων Gratzel (photoelectrochemical cells-PEC cells ή Gratzel cells). Τα φωτοηλεκτροχημικά στοιχεία (κατασκευασμένα από φτηνά υλικά) αποτελούν ολοκληρωμένες ηλιακές διατάξεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με πολυάριθμους επίπεδους ηλιακούς συλλέκτες που αξιοποιούν της προσπίπτουσες πάνω της επιφάνειές της ηλιακές ακτίνες. Οι επίπεδες επιφάνειες των ηλιακών της συλλεκτών περιέχουν στο εσωτερικό της ένα υψηλά πορώδες λεπτό υμένιο από TiO_2 (συνήθως), νανοδομημένο με διαστάσεις κόκκων των $2\div 20$ nm περίπου, το οποίο βρίσκεται σε επαφή με την ποσότητα νερού μιας ηλεκτρολυτικής διάταξης, που της περιέχεται στο εσωτερικό των φωτοηλεκτροχημικών στοιχείων και από το οποίο παράγεται το επιθυμητό H_2 μέσω της υδρόλυσής του από την ηλιακή ενέργεια που έχει απορροφήσει το φωτοηλεκτροχημικό στοιχείο και η οποία έχει μετατραπεί πρώτα σε ηλεκτρική [1].



Σχήμα 3.3: Αναπαράσταση λειτουργίας φωτοηλεκτροχημικού στοιχείου.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4^ο

4. ΔΙΑΝΟΜΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

4.1 ΔΙΑΝΟΜΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ-ΤΡΟΠΟΙ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Η διανομή H_2 αποτελεί σημαντικό παράγοντα για την ανάπτυξη και την εδραίωση της “Οικονομίας του Υδρογόνου”. Ως γνωστόν, τα περισσότερα συμβατικά ορυκτά καύσιμα που καταναλώνονται στις μέρες μας από τον άνθρωπο (με εξαίρεση το φυσικό αέριο), μεταφέρονται αποκλειστικά σε υγρή ή στερεά μορφή. Το γεγονός αυτό καθιστά τις υπάρχουσες υποδομές μεταφοράς τους ακατάλληλες για την μεταφορά H_2 , που είναι συνήθως αέριο. Ακόμα και στην περίπτωση μεταφοράς του από το υπάρχον δίκτυο σε υγρή μορφή μέσω συμπίεσης, αυτό θα σήμαινε αφενός την κατανάλωση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας για την μετατροπή του (με αποτέλεσμα υπερβολικά μεγάλο κόστος μεταφοράς του) και αφετέρου θα παρουσίαζε αυξημένα προβλήματα ασφάλειας και αξιοπιστίας λόγω των υψηλών πιέσεων που επικρατούν σε αυτή τη μορφή. Όσον αφορά τη μεταφορά του αερίου H_2 , αρκεί το υπάρχον δίκτυο διανομής του φυσικού αερίου σαν αέριο, αφού οι συνθήκες πιέσεων που απαιτούνται για τη μεταφορά του φυσικού αερίου σε συνήθεις θερμοκρασίες περιβάλλοντος είναι πολύ μικρότερες από τις αντίστοιχες της μεταφοράς H_2 . Έτσι, γίνεται αντιληπτό ότι για τη μελλοντική διανομή του υγρού H_2 με ασφαλή και αποτελεσματικό τρόπο, απαιτείται νέα υποδομή. Οι διάφορες θεωρητικές προσεγγίσεις συγκρότησης του μελλοντικού δικτύου διανομής του υδρογόνου [3] είναι οι εξής [8]:

1η Προσέγγιση: Πολλές μονάδες μεγάλης παραγωγής H_2 συνδεδεμένες μεταξύ τους με αγωγούς μεταφοράς του, οι οποίοι θα το μεταφέρουν σε αέρια μορφή, με την παραγωγή να γίνεται μακριά από τις τοπικές πηγές κατανάλωσης H_2 , τουτέστιν “κεντροποιημένος” τρόπος διανομής.

2η Προσέγγιση: Τοπική παραγωγή σε ποσότητες αρκετές για την τοπική ζήτηση, δηλαδή “μη κεντροποιημένη” διανομή H_2 , με κάλυψη των ενεργειακών αναγκών και δυνατότητα διοχέτευσης στο ευρύτερο δίκτυο διανομής, για εσωτερική κατανάλωση (για ένα κράτος) ή εξαγωγή.

3η Προσέγγιση: Οικιακή παραγωγή με διάθεση του περισσεύματος π.χ. στο χώρο του σπιτιού μέσω της ηλεκτρόλυσης του νερού από οικιακά ηλιακά ή αιολικά ηλεκτροπαραγωγικά συστήματα με σκοπό την κάλυψη των διαφόρων οικιακών αναγκών ή στο χώρο της εργασίας για μικρές ή μεσαίες επιχειρήσεις.

4.2 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ – ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Γίνεται φανερό ότι η “μη κεντροποιημένη” διανομή του H_2 υπερτερεί της “κεντροποιημένης” διανομής όσον αφορά στην ενεργειακή ανεξαρτησία. Αυτό γιατί, η ενδεχόμενη δυσλειτουργία κάποιου σημείου του δικτύου της πρώτης δε θα είχε οπωσδήποτε σαν συνέπεια την παρεμπόδιση ή διακοπή της λειτουργίας και κάποιων άλλων σημείων του δικτύου της, δεδομένου ότι τα διάφορα σημεία του ευρύτερου δικτύου της λειτουργούν σχεδόν ανεξάρτητα μεταξύ τους. Αντίθετα, στην περίπτωση της “κεντροποιημένης” διανομής η ελαττωματική λειτουργία οποιουδήποτε τυχαίου σημείου του δικτύου της θα επηρεάσει πιθανότατα ένα ή περισσότερα γειτονικά του σημεία. Επομένως, μπορούμε να συμπεράνουμε ότι σε αντίθεση με την “κεντροποιημένη διανομή” H_2 , η μη κεντροποιημένη” διανομή μπορεί να λειτουργήσει ομαλά και σε πιθανές περιπτώσεις έκτακτης ανάγκης που καταστρέφουν ή θέτουν προσωρινά εκτός λειτουργίας κάποια σημεία του δικτύου της (π.χ. περιπτώσεις φυσικών καταστροφών, δηλαδή εκτεταμένων πυρκαγιών, σεισμών κ.α.).

Ένα άλλο πλεονέκτημα του “μη κεντροποιημένου” συστήματος διανομής του υδρογόνου είναι η σημαντική συνεισφορά του στην κάλυψη των ευρύτερων ενεργειακών αναγκών οποιουδήποτε κράτους, το οποίο συνεπάγεται γι’ αυτό την οικονομική και ενεργειακή του ανεξαρτησία από άλλα κράτη. Για να λειτουργήσουν, όμως, τα μελλοντικά δίκτυα διανομής του H_2 με ασφαλή και αξιόπιστο τρόπο, είναι απαραίτητη η επίλυση σημαντικών ζητημάτων. Συγκεκριμένα:

1. Οι αγωγοί μεταφοράς του αερίου H_2 και οι διάφοροι σταθμοί ανεφοδιασμού του θα πρέπει να εξοπλιστούν με κατάλληλες τεχνολογίες διαχείρισής του, υψηλότερων απαιτήσεων από τις μέχρι σήμερα χρησιμοποιούμενες για το φυσικό αέριο (εξαιτίας των αρκετά υψηλότερων πιέσεων που απαιτούνται για τη διανομή του H_2).
2. Είναι απαραίτητη η λήψη όλων των τεχνικών προφυλάξεως ανίχνευσης πιθανής διαρροής H_2 , ώστε να αποφευχθεί ο κίνδυνος έκρηξης.
3. Δεδομένου ότι η διανομή και ο ανεφοδιασμός του H_2 γίνονται κάτω από υψηλές πιέσεις, τα υλικά κατασκευής των μελλοντικών αγωγών μεταφοράς του υδρογόνου θα πρέπει να παρουσιάζουν μεγαλύτερη αντοχή από τους αγωγούς που χρησιμοποιούνται σήμερα για τη μεταφορά του φυσικού αερίου.
4. Οι αγωγοί διακίνησης του H_2 είναι αναγκαίο να εφοδιαστούν και με κατάλληλες διατάξεις συμπίεστών του σε διάφορα σημεία τους, αφού εκτός από υψηλές πιέσεις κατά τη μεταφορά του, το H_2 σαν αέριο απαιτεί οι υψηλές αυτές πιέσεις να παραμένουν και συνεχώς σταθερές. Αυτό οφείλεται κυρίως στην μεγάλη πτώση πίεσης που παρατηρείται στο δίκτυο διανομής του H_2 όταν το απάγουμε και χρησιμοποιείται για λόγους ανεφοδιασμού.

Σήμερα, παρά τις διάφορες τεχνικές δυσκολίες που υπάρχουν για την ευρύτερη εφαρμογή της διανομής του H_2 , αρκετά τεχνολογικά προηγμένα κράτη (μεταξύ αυτών και αρκετά κράτη της Ευρωπαϊκής Ένωσης) έχουν ήδη αρχίσει να αναπτύσσουν τις πρώτες, μικρής κλίμακας, υποδομές διανομής και ανεφοδιασμού του H_2 , κυρίως δε για τον ανεφοδιασμό με υδρογόνο αστικών μεταφορικών οχημάτων του (π.χ. λεωφορεία). Για

την αποθήκευση του αερίου H_2 μέσα σε μια φιάλη πίεσης υψηλής πίεσης (340 bar), απαιτείται έργο συμπίεσης 2,5 kWh/kg. Ωστόσο, η αποθήκευση του H_2 σε φιάλες αερίου υψηλών πιέσεων παρουσιάζει και ορισμένα μειονεκτήματα [3]. Στα μειονεκτήματα συγκαταλέγονται τα ακόλουθα:

1) Χαμηλή Πυκνότητα: Το H_2 μετά την αποθήκευσή του στο εσωτερικό των φιαλών αερίου υψηλών πιέσεων εξακολουθεί να έχει σχετικά χαμηλή πυκνότητα.

2) Υψηλές Πιέσεις: Οι υψηλές πιέσεις που απαιτούνται για την αέρια αποθήκευση του H_2 στις φιάλες αερίου, ανεβάζουν το κόστος της αέριας αποθήκευσής του λόγω των απαιτούμενων ειδικών υλικών για την κατασκευή των φιαλών. Εκτός από αυτό, για λόγους ανθεκτικότητας στις υψηλές πιέσεις, οι φιάλες αερίου κατασκευάζονται από μεταλλικά κράματα (για παράδειγμα κράματα χαλκού ή αλουμινίου). Τα κράματα αυτά είναι όμως ευαίσθητα στην ατμοσφαιρική οξείδωση και επομένως, κάτω από ορισμένες συνθήκες, διατρέχουν τον κίνδυνο της διάβρωσης και της βίαιης απελευθέρωσης του H_2 στην ατμόσφαιρα (κίνδυνος έκρηξης). Φιάλες αερίου που έχουν κατασκευαστεί από λιγότερο οξειδωτικά μεταλλικά υλικά.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5^ο

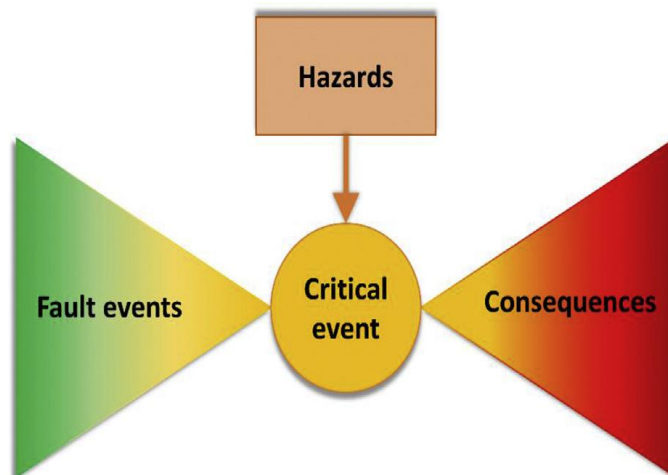
5.ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το H₂ προορίζεται στην αντικατάσταση των ορυκτών καυσίμων τα επόμενα χρόνια, με πολλές χώρες να έχουν ήδη ξεκινήσει τη χρήση του τόσο σε κινητές όσο και σε σταθερές εφαρμογές [1η] παρουσιάζοντας πολλά πλεονεκτήματα έναντι άλλων μορφών αποθήκευσης ενέργειας και συγκρίνεται δυναμικά μαζί τους τα τελευταία χρόνια, τόσο στο επίπεδο της ικανότητας μακροπρόθεσμης αποθήκευσης, όσο και στους λόγους ενεργειακής επιστροφής [3στ]. Ωστόσο, οι τεχνολογίες H₂ πρέπει να αντιμετωπίζουν πτυχές ασφάλειας λόγω της συγκεκριμένων ιδιοτήτων αυτής της ουσίας. Αυτή η μελέτη στοχεύει να παρέχει μια επισκόπηση σχετικά με την απώλεια ακεραιότητας (LOI) του εξοπλισμού H₂, που μπορεί να οδηγήσει σε σοβαρές συνέπειες, όπως πυρκαγιές και εκρήξεις, που αν και τα τελευταία χρόνια με τα μέτρα που λαμβάνονται και αναλύονται παρακάτω έχουν αισθητά περιοριστεί, δεν παύουν να αποτελούν στόχο για περαιτέρω μείωσή τους, καθώς ουκ ολίγα είναι τα παραδείγματα θανατηφόρων ατυχημάτων από εκρήξεις H₂ στη Γαλλία [1θ] και αλλού. Ουσιαστικές πληροφορίες σχετικά με τον κύκλο ζωής του H₂, τις ιδιότητές του και την ασφάλεια συγκεντρώθηκαν σχετικές πτυχές. Επιπλέον, έχει δοθεί έμφαση στα υπεύθυνα φαινόμενα για το LOI (π.χ. ευθραυστότητα H₂) και επιλογή υλικού για υπηρεσίες H₂ [3ζ].

5.2 ΠΤΥΧΕΣ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ

Όπως σε όλα τα καύσιμα και σε όλα τα υλικά, έτσι και το H₂ διέπεται από πτυχές ασφάλειας. Για τη συγκεκριμένη μελέτη, η επικινδυνότητα λογίζεται ως «πηγή κινδύνου», ενώ ρίσκο θεωρείται η «πιθανότητα απώλειας ή τραυματισμού», δηλαδή εμπεριέχει την πιθανότητα μετατροπής του κινδύνου σε βλάβη, όπως απώλεια ή τραυματισμός. Επομένως, ως κρίσιμα γεγονότα (απώλεια περιορισμού (LOC) ή φυσικής ακεραιότητας (LPI)) για το H₂ θεωρούνται τόσο οι συνέπειες όσο και τα λανθασμένα γεγονότα και οι βλάβες (βλ.Σχ.4.1.). Το σφάλμα προκύπτει από την αλληλουχία των γεγονότων και των αποτυχιών που οδήγησαν στο κρίσιμο συμβάν (φαινόμενο ντόμινο) ή απευθείας σε αυτό το τελευταίο.



Σχ.5.1. Διάγραμμα “γραβάτας” για την περιγραφή των προοπτικών ασφαλείας του H₂

5.3 ΚΙΝΔΥΝΟΙ

Εδώ οι κίνδυνοι για το H₂ αναφέρονται στις επικίνδυνες φυσικές και χημικές ιδιότητες του σε αέρια και υγρή φάση. Το R12 αντιστοιχεί στη δήλωση κινδύνου H220 «εύφλεκτο αέριο, κατηγορία κινδύνου 1» και H224 «εύφλεκτο υγρό, κατηγορία 1», με τον τελευταίο όρο να σημαίνει ότι η ουσία είναι εξαιρετικά εύφλεκτη.

5.4 ΑΙΤΙΩΔΗ ΓΕΓΟΝΟΤΑ

Οι μηχανικές και φυσικές βλάβες μπορούν να αποτελούν φαινόμενα LOC, όπως η σύγκρουση κατά τη μεταφορά και μηχανικές βλάβες εξοπλισμού H₂ (συσκευές ασφαλείας, δοχεία αποθήκευσης, εξαερισμό και συστήματα εξάτμισης). Τέτοιου είδους φαινόμενο είναι και η ευθραυστότητα H₂, που μπορεί να προκαλέσει υποβάθμιση του υλικού και ρήξη διαφορετικών τύπων εξοπλισμού, γι' αυτό και λαμβάνεται υπόψη για την επιλογή των υλικών, όπως αναλύεται και παρακάτω. Στην περίπτωση του LH₂, μια ακατάλληλη μόνωση του εξοπλισμού μπορεί να προκαλέσει αστοχίες (θραύση ή αστοχία της συσκευής ασφαλείας) λόγω του χαμηλού σημείου βρασμού του ή και συμπύκνωση του αέρα πάνω από έναν εξοπλισμό (όπως μια σωλήνωση) στις εξαιρετικά χαμηλές θερμοκρασίες, με συνέπεια τη δημιουργία εκρηκτικού μείγματος όταν στάζει πάνω σε εύφλεκτα υλικά (πίσσα ή άσφαλτος). Η χαμηλή θερμοκρασία του υγροποιημένου αέρα (-196 °C) μπορεί να διαλύσει ευαίσθητα υλικά ή εύφλεκτες ουσίες εμπλουτίζονται με O₂ λόγω της υψηλότερης πυκνότητας, ενώ η υγρασία στον αέρα στερεοποιείται πάνω ή μέσα σε συσκευές ασφαλείας προκαλώντας αστοχίες. Ακόμα, ένα μείγμα LH₂ και υγρού ή στερεού O₂ είναι ευαίσθητο στη διακύμανση της πίεσης και αναφλέξιμο, που μπορεί να δημιουργηθεί εάν ο αέρας ρέει στη δεξαμενή κατά τη διάρκεια της πλήρωσης ή το LH₂ χυθεί στο έδαφος, του οποίου η συνεχής εξάτμιση πρέπει πάντα να λαμβάνεται υπόψη. Το αέριο βρασμού (BOG) πρέπει να εξαερίζεται στην τιμή πίεσης ασφαλείας, αλλιώς μπορεί να οδηγήσει σε χημική έκρηξη.

5.5 ΚΡΙΣΙΜΑ ΓΕΓΟΝΟΤΑ

Σύμφωνα με τη μεθοδολογία για τον προσδιορισμό των κινδύνων μεγάλων ατυχημάτων (MIMAH), τέσσερις τύποι κρίσιμων συμβάντων για το H₂ σε αέρια φάση σε ατμοσφαιρικές συνθήκες ή αποθηκευμένα σε δοχεία υπό πίεση. Στις περισσότερες εφαρμογές, το GH₂ συμπιέζεται για να αυξήσει την πυκνότητά του. Τα αναγνωρισμένα κρίσιμα γεγονότα είναι τα ακόλουθα:

- 1) έναρξη πυρκαγιάς (LPI) ·
- 2) παραβίαση του κελύφους σε φάση ατμών (είναι τρία διαφορετικά μεγέθη ορίζεται);
- 3) διαρροή από σωλήνα αερίου (ορίζονται τρία διαφορετικά μεγέθη).
- 4) καταστροφική ρήξη

Αντίθετα με το GH₂, μια διαρροή LH₂ μπορεί εύκολα να ανιχνευθεί μέσω του συνεπαγόμενου νέφους συμπυκνωμένης υγρασίας. Αν και το υδρογόνο έχει υψηλότερη πυκνότητα από τον αέρα έως 23 K και ατμοσφαιρική πίεση, το σύννεφο που σχηματίζεται μετά τη διασπορά του μπορεί να επιπλέει μακριά από τον άνεμο. Αυτό μπορεί να οδηγήσει σε σοβαρές συνέπειες εάν το διεσπαρμένο H₂ συναντήσει πηγή ανάφλεξης.

5.6 ΣΥΝΕΠΕΙΕΣ

Όταν το H₂ διασπείρεται, ειδικά σε κλειστό περιβάλλον, μπορεί να προκαλέσει αναπνευστική ασθένεια και ασφυξία, υπερπίεση κύματος έκρηξης, ακτινοβολία από μια βολίδα ή κρουπαγήματα και υποθερμία όταν το LH₂ διασκορπίζεται. Συνέπειες απώλειας περιορισμού ή καταστροφικής ρήξης μπορεί να είναι πυρκαγιές και εκρήξεις όταν υπάρχει ένα μείγμα H₂ και αέρα. Η απαραίτητη ποσότητα ενέργειας για την ανάφλεξη του H₂ παράγεται με μηχανικούς σπινθήρες, ηλεκτροστατικές εκκενώσεις, συγκόλληση και εργασίες κοπής, σωματίδια καταλύτη και κεραυνούς. Μια άλλη συνέπεια ατυχημάτων H₂ καταστροφικής ρήξης μιας δεξαμενής που περιέχει ένα υγρό (ή υγρό και ατμό) είναι η έκρηξη ατμού με ατμό βρασμού (BLEVE), σε θερμοκρασία πάνω από το σημείο βρασμού σε ατμοσφαιρική πίεση, γι' αυτό και χρησιμοποιείται για υγροποιημένα αέρια, τόσο συμπιεσμένα όσο και κρυογονικά υγρά, ενώ υπάρχουν και τα υπερκρίσιμα BLEVE (για υπερκρίσιμες συνθήκες υγροποιημένου αερίου λόγω της σημαντικής αύξησης της πίεσης), με απόρροια την υπερπίεση του κύματος και των πυραύλων ή της δημιουργίας βολίδας από πηγή ανάφλεξης.

Αν το LH₂ έρθει κοντά σε υγρό στοιχείο άμεση συνέπεια είναι η φυσική έκρηξη Rapid Phase Transition (RPT), γνωστό φαινόμενο για το υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG) και το υγρό άζωτο (LIN) που λαμβάνει χώρα όταν χυθεί ένα κρυογονικό υγρό πάνω στο νερό, με το μεν πρώτο να διαστέλλεται βίαια λόγω της ξαφνικής αλλαγής φάσης εξαιτίας της ανάμειξης, γεγονός βέβαια που δε συνέβη ποτέ για το LH₂. Ακόμα, παρατηρείται διασπορά αερίου κατά τη διάρκεια της διαρροής LH₂, με άμεσες συνέπειες την έκρηξη του νέφους ατμών (VCE). Παρόλο που δεν μπορούσε να εκτιμηθεί ακριβώς η σύνθεση

της δεξαμενής, θεωρήθηκε ότι σχηματίστηκε από LH_2 παγιδευμένο από στερεοποιημένο και υγροποιημένο αέρα (οξυγόνο και άζωτο).

5.7 ΕΝΑ ΤΥΠΙΚΟ ΣΕΝΑΡΙΟ ΑΤΥΧΗΜΑΤΩΝ

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, αν και το υδρογόνο είναι μια πολύ γνωστή ουσία, ενδέχεται να προκύψουν αναδυόμενοι κίνδυνοι όταν χρησιμοποιείται σε νέες εφαρμογές που αντιστοιχούν σε αναδυόμενες τεχνολογίες, οι οποίες βέβαια είναι άτυποι εάν δεν έχει αναγνωρισθεί με συμβατική τεχνική αναγνώρισης κινδύνου (HAZID). Για παράδειγμα, στην περίπτωση του LH_2 , δύο φυσικές εκρήξεις, το BLEVE και το RPT, δεν αναλύθηκαν και μόλις αναφέρθηκαν σε λίγες μελέτες. Τουλάχιστον δύο ατυχήματα BLEVE για το LH_2 συνέβησαν στο παρελθόν. Το 1974, μια ακατάλληλη τεχνική πυρόσβεσης ήταν η αιτία αποτυχίας δεξαμενής LH_2 20.000 gal με επακόλουθη έκρηξη και η καταστροφή του Challenger Space Shuttle από αστοχία λαστιχένιου στεγανοποιητικού O-ring που έχει εγκατασταθεί σε έναν ενισχυτή πυραύλων, με διαφυγή και ανάφλεξη των καυτών αερίων που έκαιψαν στη συνέχεια την εξωτερική δεξαμενή όπου ήταν εγκατεστημένα τα δοχεία LH_2 και LOX .

5.8 ΦΑΙΝΟΜΕΝΑ ΑΠΩΛΕΙΑΣ ΑΚΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ

Σε αυτήν την ενότητα, περιγράφονται και αναλύονται τα κύρια φυσικά και χημικά φαινόμενα που μπορούν να οδηγήσουν σε απώλεια ακεραιότητας εξοπλισμού H_2 . Πολλά κρίσιμα γεγονότα και συνεπώς ατυχήματα με σοβαρές συνέπειες μπορούν να αποφευχθούν αυξάνοντας τις γνώσεις για απώλεια φαινομένων ακεραιότητας, όπως η βλάβη H_2 (HD) που είναι η αιτία πολλών βλαβών και ατυχημάτων. Από την άλλη πλευρά, υπάρχουν και άλλες διεργασίες όπως η χαμηλή θερμοκρασία και η θερμική συστολή που μπορούν να συμβούν για το LH_2 και δεν κατηγοριοποιούνται ως HD.

5.9 ΒΛΑΒΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ (HD)

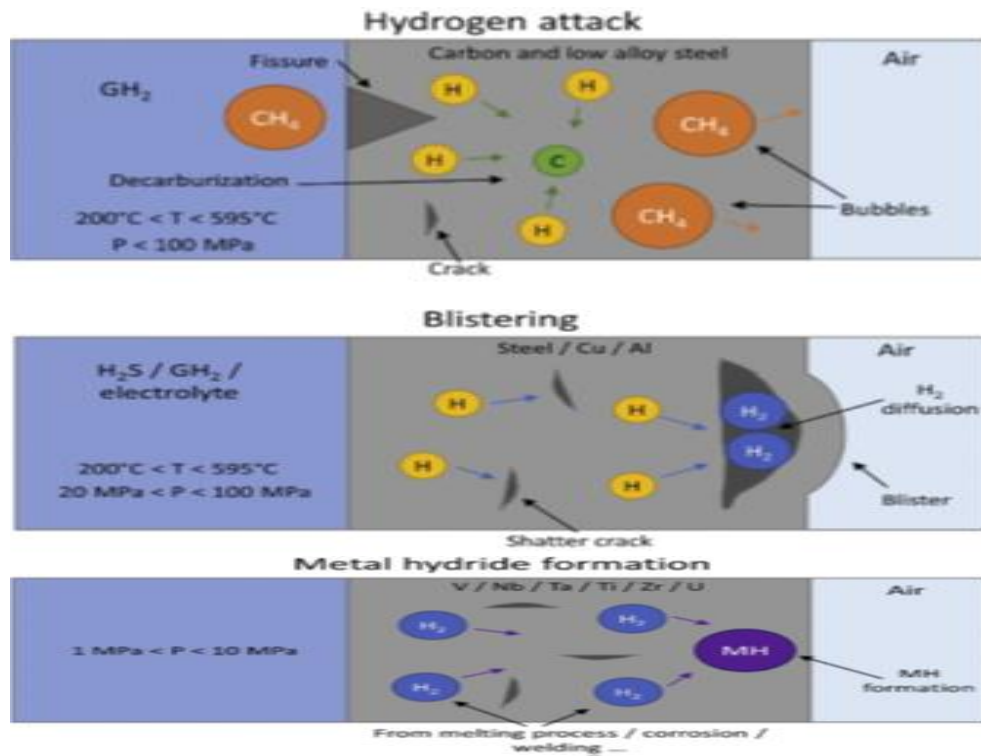
Η HD είναι μια κατηγοριοποίηση διαφορετικών φαινομένων που μπορούν να επηρεάσουν τα χαρακτηριστικά και την ακεραιότητα των υλικών εξοπλισμού H_2 . Τρεις είναι οι κύριες μορφές HD: φουσκάλες λόγω διάχυσης H_2 στο μέταλλο, ρωγμές διαφορετικών τύπων λόγω H_2 και ο σχηματισμός μετάλλων υδριδίων. Στο Σχ. 5.1, απεικονίζεται σχηματικό φαινόμενο "επίθεσης" H_2 (όταν ο άνθρακας και οι χάλυβες χαμηλού κράματος εκτίθενται σε υδρογόνο σε υψηλή θερμοκρασία και πίεση για μεγάλο χρονικό διάστημα), φουσκάλων και σχηματισμού μεταλλικού υδριδίου, με τους χάλυβες να αφαιρούνται λόγω του σχηματισμού μεθανίου από H_2 και άνθρακα, καθιστώντας το κράμα ασθενέστερο, ή προκαλούνται φουσκάλες στον καθαρισμό με αποξήρανση ή σε έκθεση σε διαβρωτικό περιβάλλον H_2S . Η καθίζηση ατομικού προς μοριακό H_2 δημιουργεί κυψέλη, λόγω πλαστικής παραμόρφωσης των κραμάτων, η οποία διαχέεται εντός εσωτερικών ελαττωμάτων του υλικού, δημιουργώντας υψηλή πίεση. Στο Σχ. 5.2, ο σχηματισμός των φαινομένων HD εξαρτάται από τρεις διαφορετικούς παράγοντες:

περιβάλλον (ποσότητα υδρογόνου, μορφή και διεργασίες), τύπο πεδίου (μηχανικές-ηλεκτροχημικές συνθήκες λειτουργίας) και το ίδιο το επιλεγμένο υλικό. Τέλος, η παραλαβή H_2 από τη συγκόλληση, τη θερμική κατεργασία, τις διαδικασίες διάβρωσης ή την τήξη, είναι η αιτία της καθίζησης των μεταλλικών υδριδικών φάσεων με συνέπεια την υποβάθμιση των μηχανικών ιδιοτήτων και ρωγμές πολλών μετάλλων όπως μαγνήσιο, ταντάλιο, νιόβιο, βανάδιο, ουράνιο, θόριο, ζirkόνιο, τιτάνιο και τα κράματα. Όπως έχουμε ήδη θίξει, η ευθραυστότητα H_2 περιλαμβάνει την ευθυγράμμιση περιβάλλοντος H_2 (HEE, όταν το υλικό με χαμηλή διαλυτότητα στο H_2 , όπως μέταλλα με κυβικό κεντρικό σώμα (bcc) και κλειστή εξάγωνη (hcp) δομή δικτυωτού πλέγματος βρίσκεται σε ατμόσφαιρα H_2 στους 20 C), με χαμηλό ρυθμό καταπόνησης και υψηλή καθαρότητα, απώλεια ολκιμότητας εφελκυσμού και ρωγμή πίεσης (HSC). Η τελευταία είναι ένας μηχανισμός πυρόλυσης για όλκιμους χάλυβες με κινούμενο H_2 , όπου το υλικό θραύεται όντας φορτισμένο μεταξύ ενός συγκεκριμένου κατωφλίου (που μειώνεται όσο αυξάνουμε τη δύναμη υλικού).

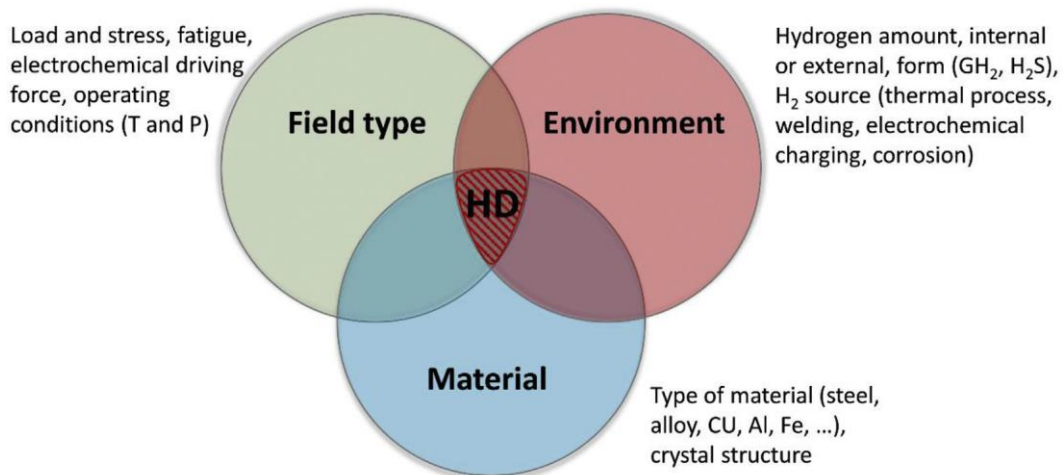
Τα φαινόμενα ευθυγράμμισης H_2 εμφανίζουν μειωμένη επιμήκυνση και έκταση σε δοκιμή εφελκυσμού για χάλυβες, ανοξείδωτους χάλυβες, βάση νικελίου, κράματα αλουμινίου και τιτανίου που υπόκεινται σε περιβάλλον H_2 , ενώ οι ρωγμές θραύσης, νιφάδες, fisheyes συμβαίνουν σε σφυρήλατα, συγκολλήσεις και χύτευση και η απώλεια της ολκιμότητάς τους σχετίζεται στην περιεκτικότητα σε H_2 του υλικού, με την ευθυγράμμιση αυτή να αυξάνεται όταν μειώνεται ο ρυθμός πίεσης, ξεκινώντας κατά την τήξη λόγω παραλαβής H_2 και κατά την ψύξη λόγω καθίζησής του σε ελαττώματα υλικού. Η μικρο-διάτρηση εμφανίζεται σε πολύ υψηλή πίεση (που δεν επιδρά βέβαια στην υποβάθμιση των φαινομένων ιδιοτήτων ροής) και θερμοκρασία δωματίου, κυρίως σε χάλυβες, καθιστώντας το υλικό διαπερατό από αέριο και υγρά λόγω μικρών ρωγμών. Αυτή η διαδικασία αποικοδόμησης εμφανίζεται όταν υπάρχει ατμόσφαιρα H_2 για σίδηρο και χάλυβα σε θερμοκρασία περιβάλλοντος και για άλλα κράματα σε υψηλή θερμοκρασία, ενώ για κράματα με βάση το νικέλιο σε περιβάλλον H_2 , ο ρυθμός ερπυσμού σε σταθερή κατάσταση υπό σταθερό φορτίο μπορεί να αυξηθεί.

5.10 ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΙ ΒΛΑΒΗΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Ανά τα χρόνια διαμορφώνονται διάφορες θεωρίες κατανόησης του σχηματισμού μηχανισμών βλάβης H_2 που εξαρτώνται από διάφορες παραμέτρους όπως ο χρόνος έκθεσης σε H_2 , η κατάσταση τάσης, η πίεση, η θερμοκρασία, η συγκέντρωση H_2 , οι φυσικές και μηχανικές ιδιότητες του μετάλλου, η μικροδομή, οι επιφανειακές συνθήκες, οι ρυθμοί διάχυσης, η καθαρότητα H_2 και η φύση της ρωγμής. Η θεωρία της πίεσης επισημαίνει διεξοδικά τις φουσκάλες και άλλες απώλειες στον εφελκυσμό, χωρίς βέβαια να εξηγεί άλλα φαινόμενα όπως η ρωγμή της τάσης H_2 . Μια άλλη βλάβη είναι ο σχηματισμός μεταλλικού υδριδίου, που περιγράφεται πολύ καλά από τον ομώνυμο μηχανισμό, ενώ οι βλάβες σε υψηλή θερμοκρασία χαρακτηρίζονται από τον μηχανισμό προσβολής H_2 .



Σχήμα 5.1: Σχηματική αναπαράσταση των φαινομένων "επίθεσης" H_2 , δημιουργίας φυσαλίδων και σχηματισμού μεταλλικών υδριδίων.



Σχήμα 5.2: Διάγραμμα Venn των παραγόντων που επηρεάζουν τις βλάβες του H_2 .

5.11 ΧΑΜΗΛΗ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑ ΕΥΘΡΑΥΣΤΟΤΗΤΑΣ

Τα εύθραυστα υλικά δεν εμφανίζουν μόνιμη παραμόρφωση πριν από τη θραύση λόγω της απουσίας περιοχής απόδοσης, σε αντίθεση με τα όλκιμα, τα οποία παραμένουν άθικτα ακόμα κι αν το εφαρμοζόμενο φορτίο είναι υψηλότερο από την τάση απόδοσης,

παρουσιάζοντας πλαστική (μόνιμη) παραμόρφωση, ενώ άλλα γίνονται εύθραυστα όταν η θερμοκρασία μειώνεται. Αυτό το φαινόμενο ονομάζεται συμπεριφορά ολκιμότητας-ευθραυστότητας και συμβαίνει στη θερμοκρασία μηδενικής ολκιμότητας (NDT), που ονομάζεται επίσης θερμοκρασία μετάβασης μηδενικής ολκιμότητας (NDTT) ή θερμοκρασία μετακίνησης ολκιμότητας-ευθραυστότητας (DBTT) διαφορετική για κάθε μέταλλο, η οποία μετράται με δοκιμή Charpy, με το δοκίμιο να υπόκειται σε εφελκυσμό (σε διαφορετικές θερμοκρασίες για να αναλυθεί η όλκιμη-προς-εύθραυστη συμπεριφορά των υλικών και να εκτιμηθεί το NDT τους), λαμβάνοντας υπόψη τη μείωση της έκτασης στη θέση του σπασίματος και τη συνολική επιμήκυνση του δείγματος. Για παράδειγμα, η τιμή τάσης απόδοσης του ανοξειδωτού χάλυβα AISI 430 αυξάνεται ταχύτερα από την τάση εφελκυσμού στη θερμοκρασία του υγρού αζώτου (77 K σε ατμοσφαιρικές συνθήκες), δηλαδή γίνεται εύθραυστο και δεν είναι κατάλληλο για κρουγονικές εφαρμογές, με το αλουμίνιο 5086 να έχει την αντίθετη συμπεριφορά αυξάνοντας την ολκιμότητα στην ίδια θερμοκρασία. Γενικά, τα μέταλλα που χρησιμοποιούνται σε κρουγονικές θερμοκρασίες είναι μέταλλα με επικεντρωμένη κρυσταλλική δομή (FCC) όπως αλουμίνιο, χαλκό, νικέλιο και μερικά από τα κράματά τους και ωστενιτικό ανοξειδωτό χάλυβα. Συνήθως, η όλκιμη-προς-εύθραυστη συμπεριφορά αναλύεται κρατώντας το μέταλλο στον αέρα. Θα ήταν ενδιαφέρον να διερευνήσουμε αυτήν τη συμπεριφορά για μέταλλα φέρνοντάς τα σε επαφή με H_2 . Εξετάστηκε η επίδραση θερμοκρασίας-πίεσης στην ευθυγράμμιση H_2 , με δοκιμή διαφορετικών ανοξειδωτων χαλύβων στους 253 C σε πίεση περιβάλλοντος βυθισμένους σε υγρό H_2 και ήλιο για σύγκριση. Κατόπιν, εξετάστηκαν στους 22 C, 60 C, 100 C και 9 MPa αντίστοιχα. Ως αποτέλεσμα, η μείωση της περιοχής κατάγματος ήταν πιο σημαντική για τους ανοξειδωτους χάλυβες που δοκιμάστηκαν σε LH_2 και GH_2 από ότι στο ήλιο στους 253 C, 22 C και 60 C, χωρίς να μετρηθούν οι κρίσιμες διαφορές στην ολκιμότητα του χάλυβα στους 100 C, συμπεραίνοντας ότι πρέπει να ληφθεί υπόψη το νικέλιο μαζί με τον άνθρακα και το άζωτο όταν μπορεί να εκδηλωθεί ευθραυστότητα, με τον εξοπλισμό H_2 σε κρουγονική θερμοκρασία να είναι επιρρεπής σε ένα είδος υπέρθεσης της χαμηλής θερμοκρασίας ευθραυστότητας και βλάβης. Ως εκ τούτου, κατά τη διάρκεια των φάσεων σχεδιασμού και συντήρησης, πρέπει να ληφθεί υπόψη η επίδραση όλων αυτών των φαινομένων.

5.12 ΘΕΡΜΙΚΗ ΣΥΣΤΟΛΗ

Ο εξοπλισμός H_2 , ειδικά για το LH_2 , υπόκειται συχνά σε θερμικές καταπονήσεις. Ο συντελεστής θερμικής διαστολής (CTE, μη γραμμικός) είναι ένα χαρακτηριστικό του υλικού και εξαρτάται από τη θερμοκρασία λειτουργίας, που πρέπει να λαμβάνεται πάντα υπόψη κατά το σχεδιασμό εξαρτημάτων και συστημάτων, με την πλειοψηφία των υλικών να μειώνουν τον όγκο τους μειώνοντας τη θερμοκρασία, όπου το 90% της συνολικής συστολής πραγματοποιείται μεταξύ θερμοκρασίας δωματίου (298 K) και 77 K (σημείο βρασμού αζώτου). Στη συνέχεια, περιγράφονται οι θερμικές τάσεις που προκαλούνται από διαστατική αλλαγή. Συνήθως, αυτές οι πιέσεις προέρχονται από τη θερμική συστολή που οφείλεται στη χρήση των υλικών σε κρουγονικές θερμοκρασίες. Για παράδειγμα, το

εσωτερικό δοχείο μιας δεξαμενής LH₂ διπλού τοιχώματος πρέπει να συστέλλεται ή να επεκτείνεται ελεύθερα κατά τη διάρκεια της πλήρωσης και τις φάσεις εκφόρτισης αντίστοιχα, διαφορετικά ενδέχεται να προκληθούν αστοχίες στο ρεζερβουάρ λόγω εσωτερικών παραμορφώσεων. Επιπλέον, το σύστημα ανάρτησης και οι διασυνδεδεμένες σωληνώσεις πρέπει να σχεδιαστούν έτσι ώστε να προσαρμόζονται οι διαστάσεις του εσωτερικού κελύφους στους κύκλους συστολής και επέκτασης. Ένα από τα κύρια ζητήματα για τις δεξαμενές LH₂ είναι η αλλαγή της σκόνης περλίτη (που δε ρέει πίσω στην αρχική θέση μετά την εκφόρτιση του LH₂ λόγω θερμικής διαστολής, δηλαδή συμπύκνωση περλίτη) στο περίβλημα κενού μετά τη θερμική συστολή του εσωτερικού αγγείου. Ο σωλήνας κενού LH₂ είναι ένα άλλο εξάρτημα που πρέπει να μπορεί επίσης να παραμορφώνεται σωστά, με την ευελιξία του σωλήνα να αυξάνεται μέσω της εγκατάστασης των αγκώνων, "U", στροφές και φυσητήρες διαστολής.

5.13 ΠΙΕΣΗ ΠΟΥ ΠΡΟΚΑΛΕΙΤΑΙ ΑΠΟ ΘΕΡΜΙΚΕΣ ΒΑΘΜΙΔΕΣ

Διαφορετικά εξαρτήματα, μέρος του εξοπλισμού υδρογόνου, υπόκεινται σε θερμική βαθμίδα κατά τις εργασίες πλήρωσης και εκκένωσης ή σε σταθερή κατάσταση. Οι ράβδοι στήριξης της εσωτερικής δεξαμενής σε ένα δοχείο LH₂ είναι ένα παράδειγμα της διαβάθμισης σταθερής κατάστασης, όπου το ένα άκρο της δέσμης είναι σε επαφή με το εξωτερικό δοχείο σε θερμοκρασία περιβάλλοντος ενώ το άλλο συνδέεται με το εσωτερικό κέλυφος φτάνοντας σε κρυογόνο θερμοκρασία. Τρεις παράμετροι που μπορούν να επηρεάσουν τις καταπονήσεις που παράγονται από θερμικές βαθμίδες είναι ο ρυθμός ψύξης, θερμικής αγωγιμότητας και πάχους του ψυχόμενου υλικού και συνδυασμός αυτών μπορεί να προκαλέσει ανεπιθύμητες καταπονήσεις οδηγώντας σε αστοχία του εξαρτήματος. Υπολογίστηκε ότι για μια φλάντζα από ανοξείδωτο χάλυβα, η θερμική κλίση που δημιουργείται από ροή LH₂ μπορεί να προκαλέσει συμπίεση και ένταση του εξωτερικού και του εσωτερικού του εξαρτήματος αντίστοιχα. Η θερμική αγωγιμότητα και το πάχος του υλικού επιλέγονται κατά τη φάση σχεδιασμού, ενώ ο ρυθμός ψύξης εξαρτάται από τη ρύθμιση του κρυογονικού ρυθμού ροής κατά τη φάση λειτουργίας. Για κρυογόνα χαμηλότερου βρασμού, όπως H₂, απαιτείται πρόψυξη με υγρό άζωτο ή ψυχρό αέριο H₂. Για παράδειγμα, για τη διάρκεια ανεφοδιασμού για το πλοίο με καύσιμα LH₂ S.F προβλέφθηκαν 40 λεπτά για την επαναφόρτιση της γραμμής μεταφοράς, 30 λεπτά για τη μεταφορά LH₂ και 30 λεπτά για την προθέρμανση και την προθέρμανση των σωλήνων πριν από την αποσύνδεση. Ένα άλλο ζήτημα κατά τη διάρκεια της επαναφόρτισης των γραμμών μεταφοράς μεγάλου μήκους είναι το διφασικό καθεστώς ροής H₂ μέσα στον σωλήνα, με τη ροή υγρής φάσης να κρύνει το κάτω μέρος του σωλήνα γρηγορότερα από την κορυφή του σωλήνα και να το συστέλλει. Μια θερμική κλίση δημιουργείται και πάλι στο τμήμα του σωλήνα, κλινώντας τον προς τα πάνω στη μέση δημιουργώντας ανεπιθύμητη πίεση τόσο στο σωλήνα όσο και στα στηρίγματα. Για να αποφευχθεί η κάμψη, η ροή LH₂ θα πρέπει να είναι υψηλότερη από το κατώτερο όριο προκειμένου να μειωθεί η φάση ατμών. Μια άλλη λύση για να αποφευχθεί η διφασική ροή είναι ο επαναφόρτιση του σωλήνα μέσω του BOG που σχηματίζεται στη δεξαμενή αποθήκευσης πριν από τη ροή LH₂.

5.14 ΥΛΙΚΗ ΣΥΜΠΕΡΙΦΟΡΑ ΚΑΤΑ ΤΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΤΩΝ ΚΥΚΛΩΝ ΚΟΠΩΣΗΣ

Βασικό κομμάτι της ανάλυσης σχεδιασμού είναι η διάρκεια ζωής της κόπωσης. Αρχικά, διερευνήθηκε ο μηχανισμός ευθραυστότητας H_2 στην κόπωση των ωστενιτικών ανοξειδωτων χάλυβα, συμπεραίνοντας ότι η αιτία της HE δεν είναι ο μηχανισμός αποσυγκέντρωσης αλλά η διάχυση και συγκέντρωση H_2 προς και στα άκρα ρωγμών αντίστοιχα, αυξάνοντας τις βάσει της συχνότητας του κυκλικού φορτίου [3η]. Παράλληλα, μελετήθηκε η υποβάθμιση των ιδιοτήτων κόπωσης διαφορετικών μετάλλων σε περιβάλλον H_2 υψηλής πίεσης, συγκρίνοντας διάφορα υλικά σε περιβάλλον αργού και παρατήρησαν ότι η ζωή κόπωσης ανοξειδωτου χάλυβα 316 L δεν επηρεάστηκε από την ατμόσφαιρα H_2 σε σύγκριση με το περιβάλλον αργού, σε αντίθεση με τους ανοξειδωτους χάλυβες A286 και 304 [3θ], ενώ δείχθηκε μέσω της μελέτης του περιβάλλοντος H_2 στη μείωση της ζωής κόπωσης στο καθεστώς χαμηλού κύκλου από ωστενιτικό ανοξειδωτο διαφορετικού βαθμού σε διαφορετικές τιμές πίεσης-θερμοκρασίας ότι δεν επηρεάζει το καθεστώς υψηλού κύκλου ή πολύ υψηλού κύκλου [3ι]. Τέλος, αποδείχθηκε ότι η ζωή κόπωσης στο καθεστώς υψηλού κύκλου των ωστενιτικών ανοξειδωτων χάλυβα αυξάνεται σε χαμηλή θερμοκρασία και δεν επηρεάζεται από το H_2 [3κ]. Αυτές οι μελέτες καταδεικνύουν την ανάγκη για περαιτέρω έρευνες σε αυτό το θέμα.

5.15 ΕΠΙΛΟΓΗ ΥΛΙΚΟΥ

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η επιλογή υλικού είναι η βάση της φάσης σχεδιασμού του εξοπλισμού H_2 , ανθεκτικού σε βλάβες H_2 καθώς και σε κρουγονικές συνθήκες σε περίπτωση LH_2 και SLH_2 ή επενδυμένα υλικά που βέβαια είναι δύσκολο να συγκολληθούν, κι αν αυτό γίνει είναι επιρρεπή στην ευθραυστότητα H_2 . Τέλος, πρέπει να λαμβάνονται υπόψη οι ιδιότητες του υλικού σε θερμοκρασία δωματίου, καθώς οι αντοχές των υλικών τείνουν να αυξάνονται καθώς μειώνεται η θερμοκρασία τους και λειτουργούν επίσης σε θερμοκρασία δωματίου (ή υψηλότερη) κατά τη διάρκεια της ζωής τους.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6^ο

6. ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ

6.1 ΜΕΛΕΤΗ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΝΕΜΟΥ-ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΓΙΑ ΑΠΟΜΑΚΡΥΣΜΕΝΕΣ ΤΟΠΟΘΕΣΙΕΣ ΤΗΣ ΑΡΚΤΙΚΗΣ – ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΜΕΛΕΤΗΣ ΝΗΣΟΥ GRIMSEY ISLAND

6.1.1 ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΕΡΓΩΝ ΑΝΕΜΟΥ-ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Υπάρχουν πολλά παραδείγματα έργων ανέμου-υδρογόνου σε όλο τον κόσμο. Τα δύο πιο σημαντικά παραδείγματα είναι το νησί Unst στη Σκωτία και το νησί Utsira στη Νορβηγία, με το έργο του Unst (στο πλαίσιο του προγράμματος PURE) να είναι και πρωτοποριακό, όντας το πρώτο κοινοτικό έργο τέτοιου τύπου στον κόσμο (2 ανεμογεννήτριες 15 kW ως την κύρια παραγωγή ισχύος, ηλεκτρολύτης και κυψέλη καυσίμου 5 kW). Όσον αφορά το project του νησιού Utsira, λειτουργεί με παρόμοια λογικά αλλά με επιπλέον σφονδύλους για βραχυπρόθεσμη αποθήκευση. Παράλληλα, το νησί Prince Edward με εγκατεστημένη ισχύ περίπου 74 MW σε ανεμογεννήτριες. Σε συνεργασία με έναν στρόβιλο 60 kW κι έναν ηλεκτρολύτη 66 Nm³/h. Το παραγόμενο υδρογόνο χρησιμοποιείται για τη λειτουργία μιας μετασκευασμένης γεννήτριας ντίζελ και μιας εφεδρικής μονάδας ισχύος FC, καθώς και καυσίμου για ένα μικρό υδρογονοκίνητο λεωφορείο. Με τη διαφορετική λογική των γεννητριών MEK (62,5 kW) αντί για FC λειτουργεί το έργο Ramea Island στον Καναδά ξεκίνησε που πέραν των έξι ανεμογεννητριών των 65 kW διαθέτει επίσης 100 kW στρόβιλους και 90 m³ / h αλκαλικό ηλεκτρολύτη με 2000 m³ αποθήκευσης υδρογόνου (10 bar), για αύξηση της δυναμικής του. Ένα ακόμα παράδειγμα εδράζεται στην Ισπανία, το Sotavento project. Σε αυτό, ένας ηλεκτρολύτης αποθηκεύει το πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας του αιολικού πάρκου. Παράγεται λοιπόν μέσω ηλεκτρόλυσης H₂ και O₂ με ηλεκτρισμό μέσω FC. Το O₂ απελευθερώνεται στην ατμόσφαιρα και το H₂, που παράγεται με ρυθμό 60 Nm³/ h και μια πίεση 10 bar, περνά από μια διαδικασία καθαρισμού και ξήρανσης για να ληφθεί καθαρότητα μεγαλύτερη από 99,99% και συμπιέζεται με 2 συμπιεστές που έχουν δυνατότητα συμπίεσης έως 61,8 Nm³/h στα 4 bar στα 200 bar. Χρησιμοποιούνται για αυτήν την εγκατάσταση 28 φιάλες χωρισμένες σε 7 μπλοκ με μέγιστη χωρητικότητα 1,725 Nm³, ενώ σε περίπτωση ελλείματος χρησιμοποιείται κινητήρας 55 kW. Το συμπιεσμένο H₂ στα 200 bar, αποσυμπιέζεται σε ένα πρώτο στάδιο σε 14 bar και ένα δευτερόλεπτο μέχρι την πίεση αναρρόφησης κινητήρα. Ο κινητήρας έχει κατανάλωση έως και 70 Nm³/ h H₂ σε πίεση 25-60 mbar H₂ και παράγει ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο αιολικών πάρκων [3λ, μ].

Αυτό μας δείχνει ότι η Ισπανία έχει μερικά αξιοσημείωτα παραδείγματα συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας από αέριο προς H₂. Τα έργα IHER (Αραγονία, στρόβιλοι 80 kW, 225 kW και 330 kW, φωτοβολταϊκά για αποθήκευση H₂, με στόχο τη βελτιστοποίηση της

αλυσίδας: παραγωγή, διαχείριση και αποτελεσματική χρήση για το H₂), RES2H2 (Gran Canary Island, στρόβιλος 500 kW ηλεκτρολύτης 5 Nm³/h για παραγωγή H₂, μονάδα αντίστροφης όσμωσης) δείχνουν αυτήν την κατεύθυνση.

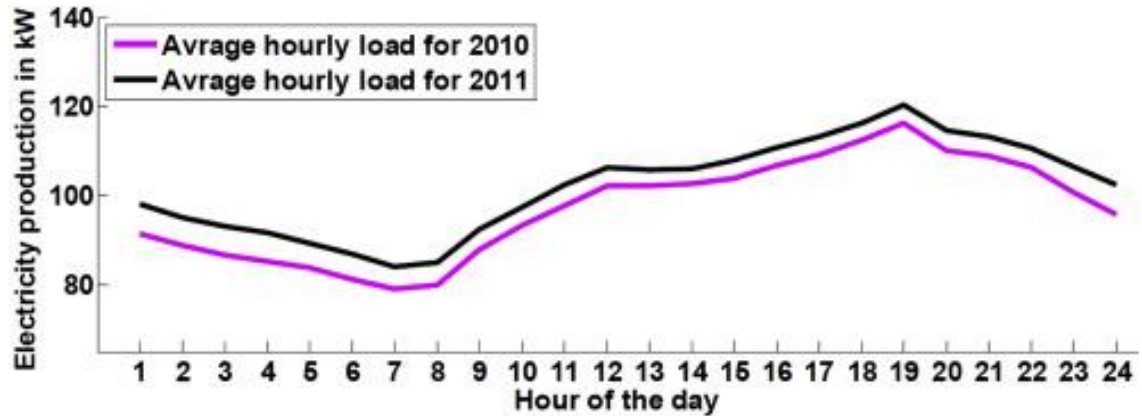
6.1.2 Περιγραφή του νησιού Grimsey

Το Grimsey είναι ένα νησί 5,3 km², 40 km από τη βόρεια ακτή της Ισλανδίας με μια μικρή κοινότητα 76 ατόμων και συνολικά 40 κτίρια. Το ηλεκτρικό του φορτίο εξυπηρετείται από τρεις γεννήτριες diesel 220 kW, και λόγω τοποθεσίας η Ισλανδία δεν μπορεί να παράγει ηλεκτρική ενέργεια 100% από ΑΠΕ. Το 2012 η προέλευση σχεδόν όλων των ισλανδικών ηλεκτρικών πηγών ενέργειας ήταν από υδροηλεκτρικά (70,3%) και γεωθερμικά (29,7%), με την αντίστοιχη ποσότητα από ορυκτά καύσιμα να είναι κάτω από 0,1%. Για διάφορους λόγους, οι περισσότερες προτάσεις για εναλλακτικές ενεργειακές λύσεις έχουν απορριφθεί, όπως η πρόταση για υποβρύχιο καλώδιο (δαπανηρό και τεχνικά δύσκολο, πρόβλημα στην αλιευτική βιομηχανία), έργα αιολικής ενέργειας σε μεγάλη (μονός στρόβιλος 660 kW) και μικρή κλίμακα (Α/Γ που συνδέονται με διάλειμμα νερού για παραγωγή θερμότητας), αλλά και χρήση βιομάζας ξύλου για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω εφαρμογής κυψελών καυσίμου μεθανόλης. Τα δεδομένα σχετικά με το ηλεκτρικό φορτίο και άλλες σημαντικές πληροφορίες για το νησί που συλλέχθηκαν για τους σκοπούς της τελευταίας χρησιμοποιούνται σε αυτήν τη μελέτη. Τελικά, η χρήση ντίζελ γεννητριών νερού ψύξης για θέρμανση χώρου σε τρία κτίρια είναι η μόνη λύση που έχει προχωρήσει αυτή τη στιγμή. Βέβαια, η προσπάθεια εύρεσης εναλλακτικών ενεργειακών λύσεων δημιουργεί κίνητρα με μεγάλες χρηματοδοτήσεις (περισσότερα από 400.000 δολάρια από τις κρατικές επιδοτήσεις δαπανήθηκαν για το σκοπό αυτό) γι' αυτό και υπάρχει αισιοδοξία για εύρεση βιώσιμης λύσης χωρίς ορυκτά καύσιμα για το νησί.

6.1.3 ΥΠΟΘΕΣΕΙΣ ΕΡΓΟΥ ΚΑΙ ΒΑΣΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΜΟΝΤΕΛΟΥ

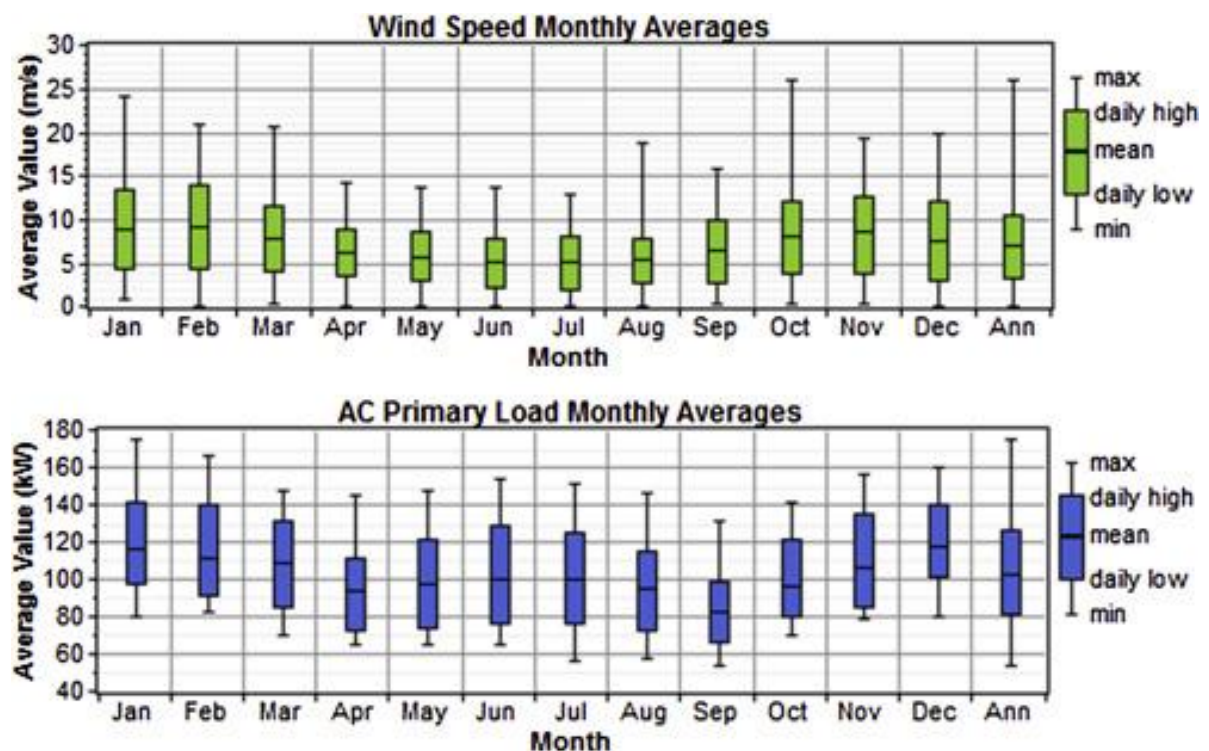
Αρχικά, χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό HOMER (που προσομοιώνει τη λειτουργία ενός προτεινόμενου συστήματος κάνοντας υπολογισμούς ενεργειακού ισοζυγίου για κάθε μία από τις 8760 ώρες σε ένα χρόνο) για τη μοντελοποίηση, των προτεινόμενων λύσεων για το Grimsey.

Για τους σκοπούς του έργου χρησιμοποιήθηκαν μόνο δεδομένα ηλεκτρικού φορτίου (μέγιστο ηλεκτρικό φορτίο 175 kW, μέση ημερήσια κατανάλωση ενέργειας 2,4 MWh) και όχι η υπάρχουσα θερμική ζήτηση. Τα δεδομένα παρασχέθηκαν από την εταιρεία κοινής ωφέλειας RARIK και αναλύθηκαν σε ένα πρόγραμμα πτυχιακής εργασίας στο Ινστιτούτο Τεχνολογίας Keilir, τα δεδομένα ταχύτητας ανέμου για το νησί από τους μαθητές του προγράμματος SIT Study Abroad, για τις ανάγκες άλλης μελέτης και τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν στο μοντέλο από το Ισλανδικό Μετεωρολογικό Γραφείο το 2008. Το Σχ. 6.1 παρουσιάζει μια σύγκριση των μέσων ημερήσιων φορτίων για το 2010 και το 2011. Οι ωριαίοι μέσοι όροι ενός ηλεκτρικού φορτίου για ολόκληρο το 2011 χρησιμοποιήθηκαν στο μοντέλο HOMER.



Σχήμα 6.1: Σύγκριση του μέσου ωριαίου φορτίου μεταξύ 2010 και 2011.

Το Σχ. 6.2 παρουσιάζει μια ετήσια κατανομή του προφίλ φορτίου και της μέσης μηνιαίας ταχύτητας ανέμου, με διακριτές εποχιακές κορυφές όπως των χειμερινών μηνών (ισχυρότεροι άνεμοι, αύξηση κατανάλωσης λόγω αναγκών φωτισμού και θερμότητας) και για τις δύο παραμέτρους.



Σχήμα 6.2: Σύγκριση της ετήσιας ταχύτητας ανέμου και του προφίλ φορτίου για το Grimsey.

6.1.4 ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΙ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ ΣΥΣΤΑΤΙΚΩΝ

Για να εκτιμηθεί το κόστος κάθε συνιστώσας λήφθηκαν υπ' όψη οι εκθέσεις κόστους του Υπουργείου Ενέργειας των ΗΠΑ (DOE) και το Εθνικό Εργαστήριο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (NREL) και παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.1. Με βάση λοιπόν τις αναφορές NREL και της DOE (για τη δεξαμενή υδρογόνου με μεσοπρόθεσμες παραδοχές) προέκυψαν οι τιμές των επιμέρους συστατικών (430 \$ / kW για αλκαλικό ηλεκτρολύτη, 100.000 \$ για συμπιεστή με αντικατάσταση κάθε 10 χρόνια για το 30% του συνολικού κόστους του συστήματος ηλεκτρολύτη και το 100% της τιμής του συμπιεστή). Ακόμα, θεωρήθηκε λειτουργικό κόστος στο 5% του αρχικού κόστους του ηλεκτρολύτη ετησίως και η πραγματική μέση απόδοση της μονάδας ηλεκτρολύτη NEL P-60 θεωρήθηκε σταθερή με την πάροδο του χρόνου και σε διαφορετικές συνθήκες φορτίου. Με θεώρηση παραγωγής 100 μονάδων ετησίως τέθηκαν και οι παράμετροι κυψελών καυσίμου για σταθερές PEM με ονομαστική ισχύ άνω των 100 kW, ενώ λόγω χρήσης καθαρού οξυγόνου το κόστος συστήματος μειώθηκε επίσης από το κόστος του υποσυστήματος επεξεργαστή καυσίμου για την αναμόρφωση του φυσικού αερίου. Να σημειωθεί ότι δεν περιλαμβάνονται έξοδα παροχής H₂, επειδή το H₂ παράγεται στην περιοχή του ανέμου και το μοντέλο δεν έχει τη δυνατότητα να συμπεριλάβει την παροχή H₂ αυτή τη στιγμή [3ν]. Το κόστος ζωής, λειτουργίας και συντήρησης λήφθηκε από την ίδια έκθεση. Η κατανάλωση καυσίμου H₂ από τη μονάδα FC PEM ορίστηκε σε 0,045 kg / kWh, η οποία αντιστοιχεί στην απόδοση περίπου 67% με βάση χαμηλότερη τιμή θέρμανσης (LHV) και θεωρείται σταθερή στο εύρος φορτίου, όπως και με ο ηλεκτρολύτη. Σύμφωνα με την εταιρεία Ballard, οι μονάδες FC τους σήμερα έχουν αποδοτικότητα σε εύρος 51-71% με βάση τη χαμηλότερη τιμή θέρμανσης (LHV). Από τιμές που ελήφθησαν από το λογισμικό HOMER, η μέση ισχύς μονάδας FC αντιστοιχούσε στην τιμή της ονομαστικής ισχύος 28,5% για το σύστημα Wind-Hydrogen-Diesel και το 38% της ονομαστικής ισχύος για το σύστημα Wind-Hydrogen, με την υψηλή απόδοση να δικαιολογείται λόγω λειτουργίας της PEM στην περιοχή όπου εμφανίζεται υψηλή ενεργειακή αποτελεσματικότητα.

Πίνακας 6.1. Σύνοψη των βασικών παραμέτρων του συστήματος.

Component name	Parameter	Value
Hydrogen tank	Size (kg)	85
	Capital (\$)	40,000
	Replacement (\$)	40,000
	O&M (\$/year)	2000
	Lifetime (years)	20
Electrolyser	Size (kW)	294
	Capital (\$)	326,000
	Replacement (\$)	240,000
	O&M (\$/year)	6300
	Lifetime (years)	10
	Efficiency – HHV (%)	72.4

Component name	Parameter	Value
Wind turbine (Fuhrlander 100 kW)	Capital (\$)	360,000
	Replacement (\$)	360,000
	O&M (\$/year)	3800
	Lifetime (years)	20
	Hub height (m)	40
Fuel cell	Size (kW)	100
	Capital (\$)	55,000
	Replacement (\$)	55,000
	O&M (\$/year)	2000
	Lifetime (operating hours)	60,000
	Efficiency (kg/kWh)	0.045
Converter	Size (kW)	300
	Capital (\$)	225,000
	Replacement (\$)	225,000
	O&M (\$/year)	0
	Lifetime (years)	20
	Inverter efficiency (%)	92
	Rectifier efficiency (%)	85

Τα κόστη των Α/Γ πάρθηκαν επίσης από το NREL αλλά και από το HOMER (3600 \$/kW για Α/Γ μεγέθους 100-1000 kW, κόστος συντήρησης 44 \$ / kW / έτος και διάρκεια ζωής 20 ετών, για Α/Γ Fuhrlander 100 kW). Επίσης, μοντελοποιήθηκε μια γεννήτρια ντίζελ 220 kW, η οποία αντιστοιχεί στο μέγεθος της φυσικής μονάδας που είναι εγκατεστημένη στο Grimsey. Η απόδοση της γεννήτριας ντίζελ βασίστηκε στη μέση κατανάλωση καυσίμου 0,27L/kWh, σταθερή σε όλο το φορτίο και χωρίς να υπολογίζονται το κόστος λειτουργίας και συντήρησης της γεννήτριας diesel. Για τον μετατροπέα το κόστος θεωρήθηκε 25-30% του συνολικού κόστους του ηλεκτρολύτη, και διπλασιάστηκε για τις ανάγκες και της PEM, και με προεπιλεγμένη απόδοση για το λογισμικό HOMER. Όλα τα κόστη που χρησιμοποιήθηκαν ως είσοδος στο μοντέλο βασίστηκαν στην τρέχουσα τεχνολογία, με τη μεγαλύτερη αβεβαιότητα να είναι πιθανότατα για το κόστος τεχνολογίας καυσίμου H₂/FC, ελέω πρώιμης εμπορίας.

6.1.5 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ

Οι οικονομικές αξίες βασίστηκαν στην τρέχουσα κατάσταση. Με εμφανή επιρροή του κόστους μεταφοράς, το κόστος καυσίμου ντίζελ ορίστηκε στα 2,39 \$/L (Σεπτέμβριος, 2013)- που υπολογίστηκε διαιρώντας το μέσο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για απομακρυσμένες τοποθεσίες (0,65 \$/kWh) με τη μέση απόδοση μιας γεννήτριας ντίζελ (0,27 l / kWh)-έναντι της τιμής του ντίζελ στην ηπειρωτική χώρα της Ισλανδίας (2,08 \$ / L - Σεπτέμβριος, 2013), μια μάλλον συντηρητική εκτίμηση δεδομένης της πιθανής αύξησης της τιμής του πετρελαίου στο μέλλον, κάτι που επηρεάζει και την περίοδο αποπληρωμής. Το ετήσιο επιτόκιο διατηρήθηκε στην προεπιλεγμένη τιμή HOMER του 6%, μια ρεαλιστική εκτίμηση για την Ισλανδία, για την οποία οι τόκοι για την περίοδο 2008-2012

κυμάνθηκαν γύρω από αυτήν την τιμή, σύμφωνα με την Παγκόσμια Τράπεζα. Η μέγιστη ετήσια έλλειψη χωρητικότητας μειώθηκε στο 0% και οι υπόλοιπες παράμετροι διατηρήθηκαν στις προεπιλεγμένες τιμές τους.

Αναλύθηκαν τρία σενάρια που μελετώνται διαδοχικά με το κάθε σενάριο να χρησιμοποιεί τα μέρη του προηγούμενου και συγκεκριμένα ένα σύστημα αιολικών-ντίζελ, ένα σύστημα αιολικών- H₂-ντίζελ και τέλος από ένα σύστημα αιολικών- H₂ για να επιτευχθεί το σενάριο 100% ΑΠΕ.

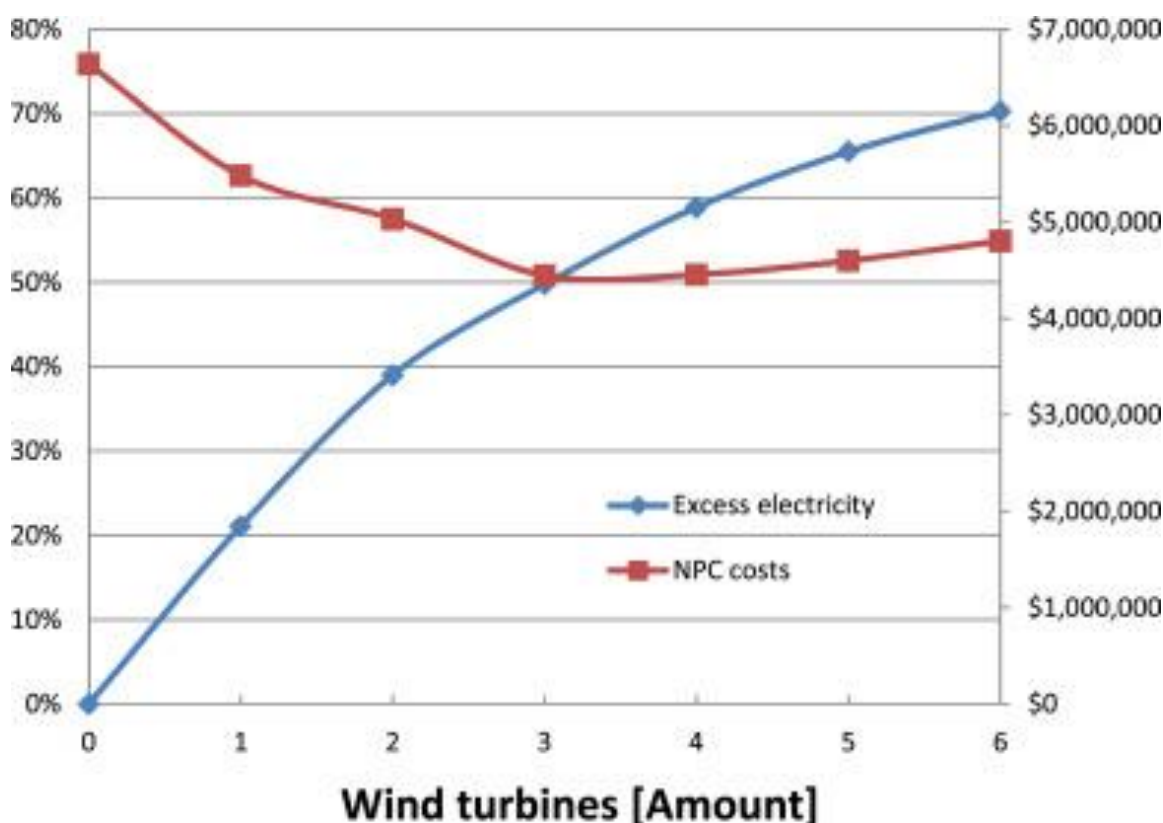
6.1.6 ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΝΕΜΟΥ-ΝΤΙΖΕΛ

Για τις ανάγκες του Grimsey εξετάστηκε η χρήση Α/Γ των 100 Kw (σενάρια με έως 6 Α/Γ) αφενός για τη δυνατότητα κάλυψης των αναγκών και αφετέρου για την πλεονασματική ενέργεια που παρέχουν, σε περίπτωση βλάβης ή συντήρησης των στροβίλων, ενώ με μεγαλύτερες Α/Γ και μεν το αρχικό κόστος θα μειωνόταν, αλλά σε περίπτωση διακοπής λειτουργίας θα χρησιμοποιούσε το πολύ ακριβότερο ρεύμα από το ντίζελ. Ο Πίνακας 6.2 δείχνει ότι το χαμηλότερο καθαρό παρόν κόστος (NPC) για διάρκεια ζωής 20 ετών καθώς και το χαμηλότερο κόστος ενέργειας (COE) (δηλαδή η βέλτιστη διαμόρφωση) εμφανίζεται στην εγκατάσταση 3 ανεμογεννητριών (με αρχικό κόστος εγκατάστασης $3 \times 360.000 \$ = 1.080.000 \$$ και μείωση χρήσης ντίζελ πάνω από 50% και κλάσμα ανανεώσιμης ενέργειας $\cong 76\%$). Η εκτίμηση της εταιρείας Enerpower υπολογίζει την τυπική περίοδο απόδοσης στροβίλων 100 kW σε 3,8 έτη, οπότε η εκτιμώμενη απλή περίοδος αποπληρωμής (SPP) κάτω των 4 ετών και το εσωτερικό ποσοστό απόδοσης (IRR) 26,2% είναι λογικές τιμές. Η διαλειπότητα και η στοχαστικότητα του ανέμου και η μη δυνατότητα κατανάλωσης της περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο λόγος που δεν αυξάνεται ο αριθμός των Α/Γ, ώστε να μειωθεί το ενεργειακό κόστος.

Πίνακας 6.2. Αποτελέσματα προσομοίωσης για το σύστημα αιολικού-ντίζελ

Wind turbines [amount]	Initial costs [\$]	Opt. costs [\$ /yr]	Net present costs [\$]	Costs of energy [\$ /kWh]	Ren. energy fraction	Diesel cons. [l/yr]	SPP [yrs]	IRR [%]	Excess electricity [kWh/yr]
0	0	578,856	6,639,435	0.648	0	242,199			
1	360,000	446,731	5,483,966	0.535	0.4	185,327	2.72	36.6	238,693 (21.1%)
2	720,000	376,134	5,034,232	0.491	0.61	154,198	3.74	28	571,872 (39.0%)
3	1,080,000	293,555	4,447,056	0.434	0.76	118,057	3.88	26.2	886,556 (49.8%)
4	1,440,000	263,026	4,456,893	0.435	0.82	103,693	4.56	21.5	1,281,646 (58.9%)
5	1,800,000	244,103	4,599,844	0.449	0.87	94,185	5.46	17.9	1,694,661 (65.5%)
6	2,160,000	230,566	4,804,571	0.469	0.89	86,931	6.88	15.2	2,115,980 (70.3%)

Η σύγκριση της περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας με την καθαρό παρόν κόστος σε συνάρτηση με τον αριθμό των εγκατεστημένων Α/Γ παρουσιάζεται στο Σχ.6.3. Συγκεκριμένα, η πρώτη αυξάνεται ανάλογα με τις διαθέσιμες Α/Γ (με ποσοστό έως και 70% για τις 6) με αποτέλεσμα να μειώνεται η απόδοση του συστήματος, ενώ το NPC μειώνεται μέχρι τις 3 Α/Γ και μετά αυξάνεται αργά αλλά σταδιακά. Είναι επομένως αδήριτη ανάγκη η παρουσία κάποιου αποθηκευτικού μέσου ώστε να συσσωρεύεται ενέργεια και να χρησιμοποιείται σε περίπτωση ζήτησης.



Σχήμα. 6.3: Ποσοστό της περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας και του καθαρού παρόντος κόστους της επένδυσης για όλη τη διάρκεια ζωής, σε συνάρτηση με την ποσότητα των ανεμογεννητριών.

6.1.7 ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΝΕΜΟΥ-ΝΤΙΖΕΛ-ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Όπως αναφέρθηκε στα κεφάλαια 1,2,3,4 της παρούσας εργασίας, τα βασικά συστήματα αποθήκευσης ενέργειας είναι: πηνία, υπερπυκνωτές, σφόνδυλοι, πεπιεσμένος αέρας (CAES), ή H₂ και μπαταρίες, που όμως δεν έγινε συγκεκριμένη ανάλυση. Η δυνατότητα μακροπρόθεσμης αποθήκευσης και έξοδο ισχύος χωρίς προβλήματα δίνει συγκριτικό πλεονέκτημα στο H₂ σε αντίθεση με τα προηγούμενα (με τους σφονδύλους, τις μπαταρίες και την CAES να έχουν τη δυνατότητα αποθήκευσης λίγων ημερών) και κρίνεται απαραίτητη η εφαρμογή, ειδικά για τις συνθήκες του Grimsey και του συγκεκριμένου σεναρίου, όπου η διαλειπτότητα της ισχύος του ανέμου και η περίσσεια ή το έλλειμμα ηλεκτρικής ενέργειας που απορρέει από αυτή συμβαίνουν για μεγάλο

διάστημα (βλέπε και Σχ.6.2). Το βέλτιστο μέγεθος εξαρτημάτων για σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αιολικών-υδρογόνου-ντίζελ με ευαισθησία κάθε παραμέτρου παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.3. Ειδικότερα-και λαμβάνοντας υπόψη τον παράγοντα NPC (όπως και στο σύστημα αιολικής ενέργειας-ντίζελ),-τα μεγέθη εξετάστηκαν για κάθε ανεμογεννήτρια και το μέγεθος του ηλεκτρολύτη εξετάστηκε σε βήματα των 50 kW, με βασικό κριτήριο τη φθηνότερη επιλογή (χρησιμοποιείται ακόμα ντίζελ σε ένα βαθμό) γι' αυτό και το σύστημα δεν είναι 100% ανανεώσιμο.

Πίνακας 6.3. Βέλτιστο μέγεθος εξαρτημάτων για σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αιολικών- H₂-ντίζελ με ευαισθησία κάθε παραμέτρου.

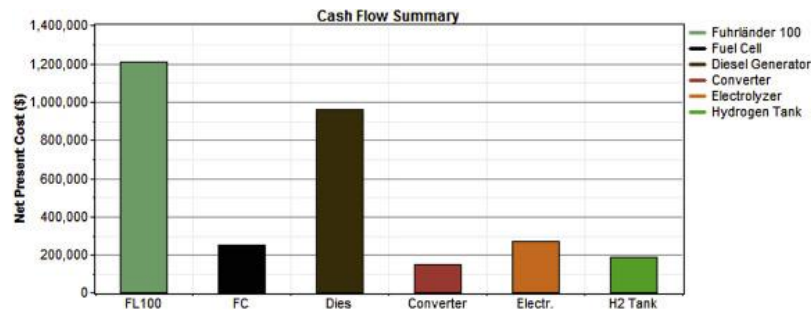
Wind turbines [amount]	Electrolyser size [kW]	Fuel cell size [kW]	Hydrogen tank size [kg]	Converter size [kW]
3	150	150	250	200
1	50	50	50	50

Η αύξηση του αρχικού κόστους αλλά και η ταυτόχρονη μείωση των SPP, IRR και NPC στο σύστημα WHD φαίνεται από την οικονομική σύγκριση του συστήματος αιολικών-υδρογόνου-ντίζελ με το σύστημα ντίζελ που παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.4. Ακόμα, η κατανάλωση ντίζελ μειώνεται κατά περίπου 85%, αφού το 92% της ηλεκτρικής ενέργειας προβλέπεται να παραχθεί από ανανεώσιμη πηγή ενέργειας (αιολική ενέργεια), γεγονός που θα μείωνε σημαντικά τις εκπομπές και καθιστά το WHD πολύ επωφελές, ενώ η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας μειώθηκε κατά 35,8%.

Πίνακας 6.4. Οικονομική σύγκριση του συστήματος αιολικών- H₂-ντίζελ με το σύστημα ντίζελ.

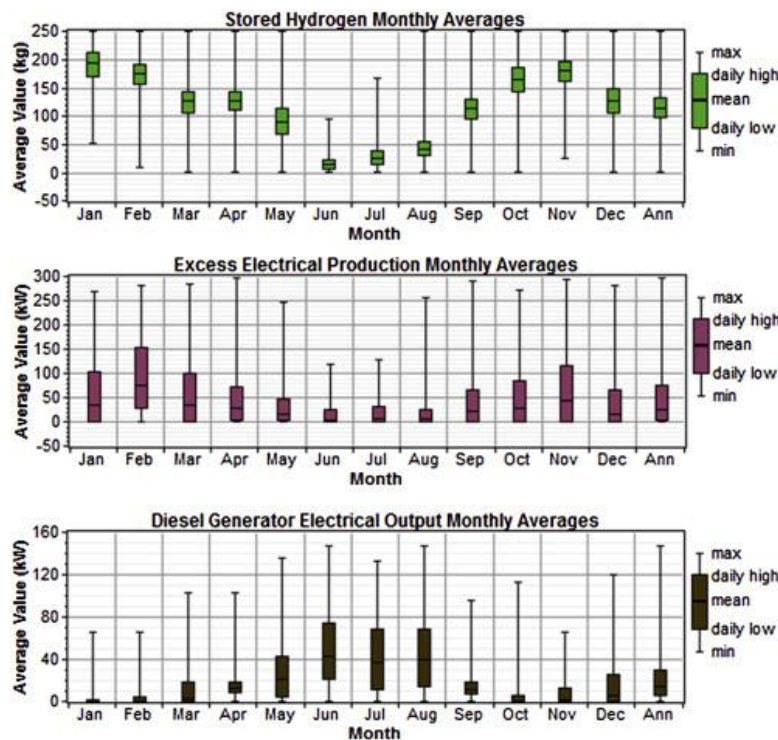
System type	Initial costs [\$]	Opt. costs [\$ /yr]	Net present costs [\$]	Costs of energy [\$ /kWh]	Ren. energy fraction	Diesel cons. [l/yr]	SPP [yrs]	IRR [%]	Excess electricity [kWh/yr]
Diesel	0	578,856	6,639,435	0.648	0	242,199			
WHD	1,592,307	124,939	3,025,344	0.295	0.92	35,058	3.68	28.6	232,269 (14%)

Το Σχ. 6.4 απεικονίζει τον συντελεστή NPC για τη λειτουργική περίοδο 20 ετών για καθένα από τα χρησιμοποιημένα συστατικά, με φθίνουσα σειρά κόστους τις Α/Γ (1.210.000 \$, εκ των οποίων η πλειοψηφία είναι η αρχική επένδυση), το πετρέλαιο (960.000 \$ παρά τη μείωση της κατανάλωσης ντίζελ σε 8%), κόστος ηλεκτρολυτών (271.000 \$) κόστος FC (247.000 \$) ,κόστος της δεξαμενής H₂ (185.000 \$) και του μετατροπέα (150.000 \$).
ζωής του.

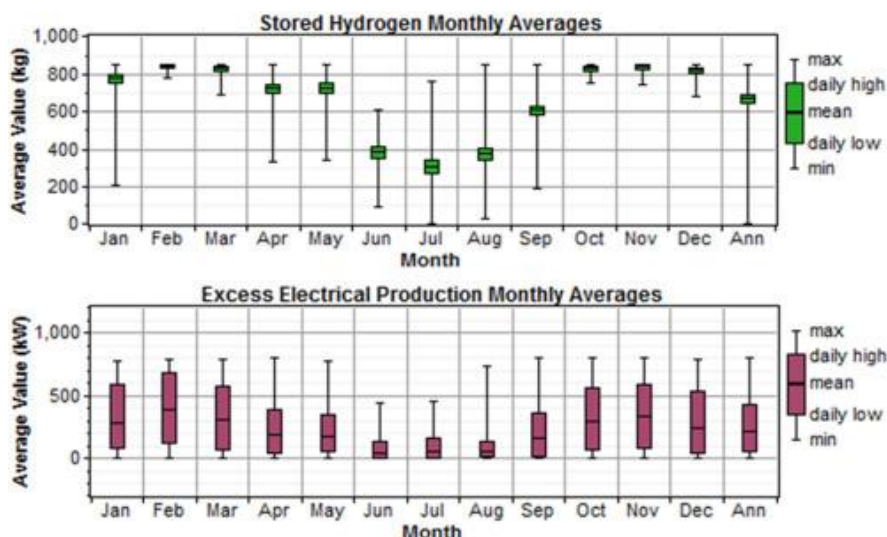


Σχήμα 6.4: Χρηματική ροή του συστήματος αιολικού-υδρογόνου-ντίζελ για όλη τη διάρκεια

Η ανάγκη της τεχνολογίας αποθήκευσης για περιόδους εβδομάδων, η οποία δικαιολογεί τη χρήση αποθήκευσης H₂ για το Grimsby καθίσταται προφανής από το επίπεδο αποθήκευσης υδρογόνου κάθε μήνα σε σύγκριση με την μηνιαία πλεονάζουσα παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και παραγωγή ντίζελ (Σχ. 6.5). Από εδώ προκύπτει ότι το χαμηλότερο αιολικό δυναμικό και κατ' επέκταση η μικρότερη ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας (σε συνδυασμό με την αυξημένη ζήτηση) παρατηρείται κατά τους μήνες Ιούνιο, Ιούλιο και Αύγουστο (που είναι και οι μόνοι μήνες που δεν χρειάζονταν αποθήκευση ενέργειας για χρονικό διάστημα μεγαλύτερο από μία εβδομάδα) ενώ αντίθετα η μεγαλύτερη αύξηση της αποθήκευσης H₂ συντελείται από Σεπτέμβριο έως Μάρτιο και κορυφώνεται τον Ιανουάριο, από τη στιγμή που μειώνεται αργά μέχρι τον Ιούνιο, όταν φτάνει στο ελάχιστο επίπεδο. Επιπλέον, κατά τους μήνες Ιούνιο, Ιούλιο, με τη δεξαμενή H₂ να μην είναι ποτέ πλήρης, βλέπουμε ότι η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας προκαλείται μόνο από την περιορισμένη ισχύ της μονάδας ηλεκτρολύτη. Κατά τη διάρκεια οποιωνδήποτε άλλων μηνών, μπορεί να προκληθεί επιπλέον ενέργεια από την περιορισμένη χωρητικότητα δεξαμενής H₂.



Σχήμα 6.5: Σύγκριση του αποθηκευμένου H₂, της μηνιαίας πλεονάζουσας ηλεκτρικής παραγωγής και παραγωγής ντίζελ για το σύστημα αιολικό- H₂-ντίζελ.



Σχήμα 6.6: Σύγκριση του αποθηκευμένου H₂, της πλεονάζουσας ηλεκτρικής παραγωγής για το σύστημα αιολικό-H₂.

6.1.8 ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΝΕΜΟΥ-ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Τέλος, για 100% παραγωγή ΑΠΕ μελετάται το σύστημα ανέμου- H₂ (WH). Λειτουργώντας με ίδια λογική όπως στο σύστημα WHD, το βέλτιστο μέγεθος εξαρτημάτων για το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αιολικού-H₂ με ευαισθησία κάθε παραμέτρου παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.5. Εδώ όμως, παρά τη μείωση του λειτουργικού κόστους και το γεγονός ότι η NPC είναι παρόμοια με το σύστημα WHD (βλ. Πίνακα 6.6) το αρχικό κόστος εκτοξεύεται (αύξηση του αριθμού Α/Γ, της χωρητικότητας αποθήκευσης, των ηλεκτρολυτών και των δυνατοτήτων μετατροπεία) σε σύγκριση με το υποστηριζόμενο σύστημα με ντίζελ, καθιστώντας τη μετάβαση από 92% (σύστημα WHD) σε 100% ανανεώσιμο σύστημα (σύστημα WH) πλήρως ασύμφορη.

Πίνακας 6.5. Ευαισθησία παραμέτρων για το σύστημα αιολικού-H₂

Wind turbines [amount]	Electrolyser size [kW]	Fuel cell size [kW]	Hydrogen tank size [kg]	Converter size [kW]
7	300	150	850	300
1	50	50	50	50

Πίνακας 6.6. Οικονομική σύγκριση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής αιολικού- H₂ με το ντίζελ.

System type	Initial costs [\$]	Opt. costs [\$ /yr]	Net present costs [\$]	Costs of energy [\$ /kWh]	Ren. energy fraction	Diesel cons. [l /yr]	SPP [yrs]	IRR [%]	Excess electricity [kWh /yr]
Diesel	0	578,856	6,639,435	0.648	0	242,199			
WH	3,555,986	77,694	4,447,135	0.434	1.00	0	6.99	12.9	1,773,661 (52.9%)

Ο κύριος λόγος για μια τόσο δραστική αύξηση του κόστους είναι οι συνθήκες χαμηλού ανέμου στους μήνες Ιούνιο, Ιούλιο και Αύγουστο (Σχ. 6.2), κατά τους οποίους σύμφωνα με το Σχ.6.6 η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας είναι η χαμηλότερη και η μεγάλη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας παράγεται από H_2 , το οποίο είχε προηγουμένως συσσωρευτεί για τους χειμερινούς μήνες-κατά τους οποίους μάλιστα ενώ η δεξαμενή H_2 είναι πλήρης εξακολουθεί να υπάρχει περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας η οποία χάνεται. Για αυτόν τον λόγο, εξετάζονται δυνατότητες χρήσης υδρογόνου, όπως η θέρμανση σπιτιού, τροφοδοσία οχημάτων ή/και σκαφών, ώστε να βελτιωθεί η οικονομία του σεναρίου ανανεώσιμης ενέργειας 100%. Σε αυτήν την περίπτωση όμως δημιουργείται πρόβλημα με την παροχή νερού (στην περίπτωση μας για μέγιστη αποθήκευση H_2 850 kg, θα χρειαζόνταν 7650 kg πολύ καθαρού, απεσταγμένου νερού) η οποία όμως αν μεταφερόταν εφάπαξ θα μπορούσε να διατηρηθεί σε έναν κύκλο κλειστού βρόχου. Έτσι, το παράπλευρο προϊόν της αντίδρασης FC θα επαναχρησιμοποιείται για παραγωγή H_2 στον ηλεκτρολύτη.

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑ

Τρία σενάρια συστημάτων αιολικής-ντίζελ, αιολικής-ντίζελ-υδρογόνου και αιολικού-υδρογόνου έχουν προταθεί για εφαρμογή για την υποστήριξη του ηλεκτρικού δικτύου Grimsey, τα οποία μείωσαν το λειτουργικό κόστος του συστήματος κατά τη διάρκεια ζωής των 20 ετών, ωστόσο, καθένα από αυτά απαιτούσε ένα σημαντικό ποσό της αρχικής επένδυσης. Λόγω χαμηλότερου λειτουργικού κόστους, συνιστάται η εφαρμογή του συστήματος αιολικού-υδρογόνου-ντίζελ, που παράλληλα χαρακτηρίζεται κι από μέτριο κόστος αρχικής επένδυσης. Το σύστημα αιολικών- H_2 απαιτεί σταδιακή εισαγωγή, αναπτύσσοντας πρώτα ανεμογεννήτριες και στη συνέχεια προσθέτοντας την υποδομή αποθήκευσης υδρογόνου, στην προσπάθεια για παραγωγή ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας 100%, κάτι που δεν συνιστάται προς το παρόν. Στο μέλλον πιθανολογείται η μείωση των τιμών των επενδύσεων στην τεχνολογία των ΑΠΕ και η ταυτόχρονη αύξηση των τιμών του πετρελαίου, με απόρροια την οικονομική αποδοτικότητα του συστήματος αιολικού-υδρογόνου. Τέλος, σημειώνεται ότι στο 100% σύστημα ΑΠΕ, δεν καταναλώνεται μεγάλο μέρος της περίσσειας ενέργειας από τη βέλτιστη αποθήκευση γι' αυτό και εξετάζονται ορισμένες εναλλακτικές λύσεις για τη χρήση αυτής της περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας, όπως για οχήματα ή/και σκάφη σε όλη την κοινότητα.

6.2 ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟ-ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΕΝΟΣ ΕΚΤΟΣ ΔΙΚΤΥΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ-ΗΛΙΑΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΜΕ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΓΙΑ ΕΓΧΩΡΙΑ ΚΛΙΜΑΚΑ, ΜΕΛΕΤΗ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ΤΣΑΝΤ

6.2.1 Η ΥΠΟΘΕΣΗ ΜΕΛΕΤΗΣ ΤΗΣ ΧΩΡΑΣ ΚΑΙ ΤΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΕΙΣΑΓΩΓΗΣ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ

Η Δημοκρατία του Τσαντ με συνολική έκταση 1284000 km² είναι μια ξηρά χώρα στην Κεντρική Αφρική. Το Τσαντ είχε ένα ζεστό και τροπικό κλίμα στις περισσότερες περιοχές, αν και πιο υγρό και βροχερό στις νότιες περιοχές. Οι πληροφορίες για τους υπό μελέτη σταθμούς παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.7. Πρέπει να σημειωθεί ότι δεδομένου ότι οι μετεωρολογικοί σταθμοί που είναι εγκατεστημένοι στο Τσαντ δεν διαθέτουν όργανα μέτρησης παραμέτρων ηλιακής και ανέμου, τα χρησιμοποιούμενα δεδομένα είναι από δορυφορικές μετρήσεις [3ξ].

Παράρτημα 6.1

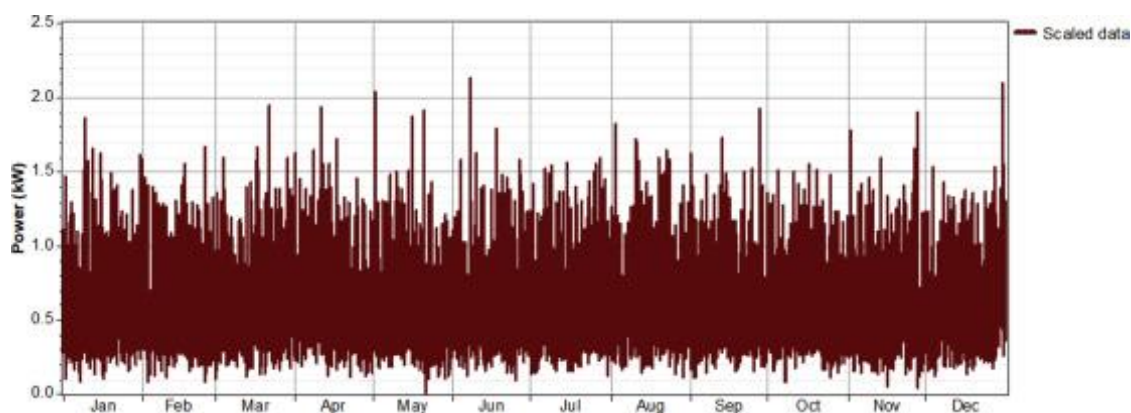
Acronyms	
i	Annual interest rate (%)
LCOE	Levelized cost of electricity (\$/kWh)
R_{prim}	Primary load (kWh/year)
R_{tot, grid,sales}	Total grid sales (kWh/year)
CRF	Capacity recovery factor (-)
C_{ann,tot}	Total annual cost (\$)
IDW	Inverse distance weighting
O&M	Operations and maintenance (\$)
N	Useful life-time (year)
NPC	Net present cost (\$)
COH	Cost of hydrogen (\$/kg)
NPV	Net present value (\$)

Πίνακας 6.7. Πληροφορίες για τους υπό μελέτη σταθμούς.

Station	Longitude	Latitude	Elevation (m)	Wind (m/s)	Solar (kwh/m ² -day)	Clearness index
Abeche	20.83	13.84	473.64	3.9565	6.1367	0.632
Am Timan	20.28	11.05	438.03	3.6658	5.9993	0.611
Aouzou	17.45	21.81	1248.67	5.0053	6.3135	0.585
Ati	18.33	13.22	327.97	4.1302	6.1291	0.629
Beinamar	15.39	8.66	471.72	3.4554	5.7761	0.585
Biltine	20.92	14.54	447.08	4.184	6.4132	0.663
Bitkine	18.21	11.99	532.33	4.1368	5.901	0.603
Bokoro	17.06	12.38	299.72	4.4428	5.8919	0.603
Bol	15.91	7.67	722.36	3.303	5.7138	0.577
Bouso	16.73	10.46	318.64	3.932	5.8616	0.600
Dourbali	15.86	11.8	296.81	4.0428	5.8238	0.595
Faya	19.12	17.94	301.53	4.6658	6.4416	0.676
Goundi	17.37	9.36	416.97	3.7392	5.8293	0.591
Koumra	17.55	8.91	381.39	3.5399	5.7725	0.584
Kelo	15.81	9.31	444.83	3.6521	5.7505	0.583

Lai	16.3	9.39	369.72	3.6944	5.8199	0.590
Mao	15.31	14.12	334.47	4.2492	6.1825	0.637
Mongo	18.69	12.19	388	4.2203	5.9104	0.604
Moundou	16.09	8.55	446.94	3.4985	5.7807	0.585
Moussoro	16.52	13.62	286.19	4.1914	5.9444	0.612
N'Djamena	15.03	12.13	295	3.3786	3.3786	0.590
Ngama	17.16	11.78	384.67	4.3745	5.8572	0.598
Oum Hadjer	19.68	13.31	359.69	4.0363	6.1307	0.630
Pala	14.9	9.36	362.86	3.6013	5.7279	0.581
Sarh	18.39	9.15	355.44	3.6633	5.7973	0.587

Τα δεδομένα τιμών είναι από την Παγκόσμια Τράπεζα κι έχουν χρησιμοποιηθεί από την "Chadian Water and Electricity Company". Για τις ανάγκες της μελέτης, θεωρήθηκε ετήσιο πραγματικό επιτόκιο 3,45% και εξετάστηκε για 25ετή ωφέλιμη ζωή του έργου και τιμή καυσίμου 0,94 \$ / λίτρο λόγω της χρήσης ενός αναμορφωτή για την παραγωγή υδρογόνου. Καθώς υπάρχει σύνδεση των υβριδικών συστημάτων ανανεώσιμης ενέργειας στο κύριο δίκτυο η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας και έχει δυνατότητα αγοράς / πώλησης από / προς το δίκτυο, το οποίο θεωρείται ότι αγοράζεται από τους καταναλωτές της γειτονιάς με την ίδια τιμή με το κύριο ηλεκτρικό δίκτυο, με ίσες τιμές πώλησης και αγοράς (0,247 \$ / kWh) και συνολική ικανότητα πώλησης και αγορών 1000 kW από / προς το κύριο δίκτυο (αριθμός 1000 έχει επιλεγεί για διευκόλυνση). Όσον αφορά το CO₂, θεωρήθηκαν 632 g εκπομπών CO₂/kWh σαν κύριο παράγοντα ρύπων. Ο ετήσιος μέσος απαιτούμενος ρυθμός ηλεκτρικής ενέργειας είναι 14 kWh / d που φαίνεται στο Σχ. 6.7, με μέγιστο απαιτούμενο φορτίο είναι 2,12 kW που εμφανίζεται τον Ιούνιο. Επίσης, η μέση απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι 0,579 kW, με ημερήσια τυχαία μεταβλητότητα του 15% στην απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια. Λόγω ποικιλίας της κατανάλωσης των κτιρίων (αριθμός των κατοίκων, τύπος-ποιότητα-αριθμός συσκευών, ωρών κατανάλωσης) επιλέγουμε το προφίλ αναφοράς να δείχνει τη μέση κατανάλωση ενέργειας από αρκετά νοικοκυριά 3-4 ατόμων και διατίθεται για περίοδο ενός έτους σε ωριαία βάση.



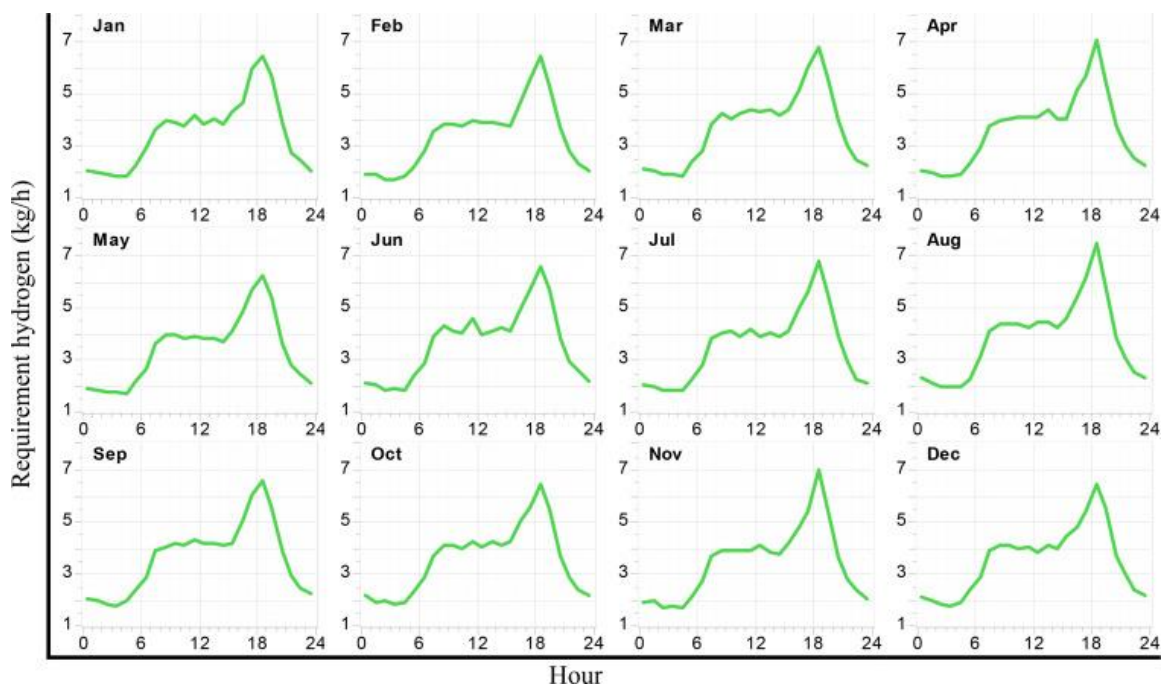
Σχήμα 6.7: Ετήσια απαίτηση ενέργειας.

Ένας από τους κύριους στόχους της παρούσας εργασίας είναι η εύρεση της βέλτιστης τιμής/kg H₂ στο υβριδικό σύστημα και η χρήση του παραγόμενου υδρογόνου για

διάφορους σκοπούς στο Τσαντ. Η ετήσια μέση απαίτηση H_2 είναι 85 kg/d και το μέγιστο είναι 11,5 kg/h (εισάγοντας ωριαία δεδομένα H_2 , το HOMER υπολογίζει τη μέγιστη απαίτηση H_2 εφαρμόζοντας τυχαία μεταβλητότητα σε καθημερινή βάση ($\delta_d=19,7\%$) και ωριαία ($\delta_{ts}=15,8\%$) ως εξής:

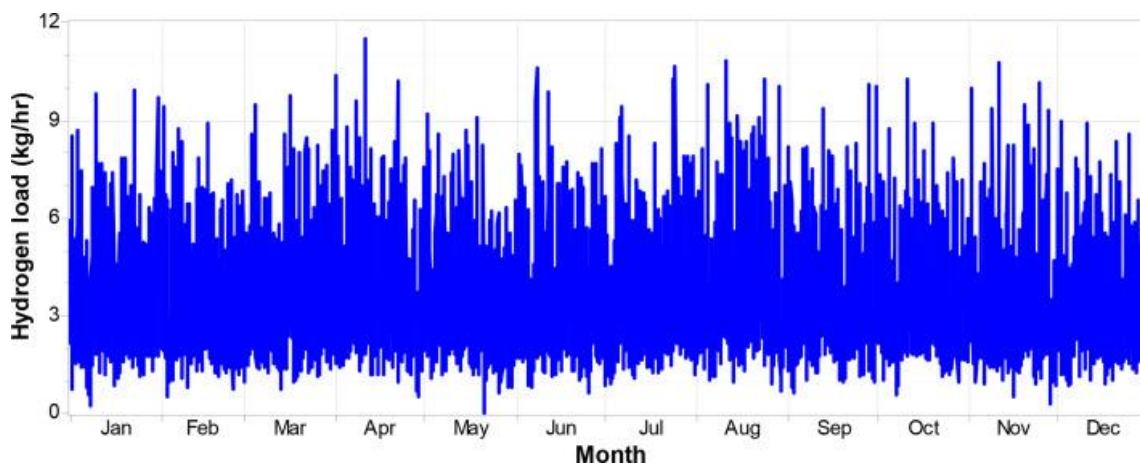
$$\alpha=1+\delta_{ts}+\delta_d \quad (6.1) \quad [30]$$

που αντιπροσωπεύεται στο Σχ. 6.8 για διάφορους μήνες του έτους 1. Οι συντελεστές αυτοί κάνουν τα δεδομένα φόρτωσης να αλλάζουν τυχαία και να γίνονται πιο ρεαλιστικά. Ο δ_d αλλάζει το μέγεθος του προφίλ φορτίου και ο δ_{ts} αλλάζει τη μορφή και το σχήμα του προφίλ. Με ταυτόχρονη εφαρμογή αυτών των παραμέτρων, τα ετήσια δεδομένα φορτίου πολλαπλασιάζονται τυχαία με συντελεστή διαταραχής υπολογίζονται το μέγιστο και το ελάχιστο ωριαίων φορτίων, αντίστοιχα.



Σχήμα 6.8: Μηνιαία απαίτηση υδρογόνου.

Η ετήσια απαίτηση H_2 φαίνεται στο Σχ. 6.9, με το μέγιστο απαιτούμενο υδρογόνο (11,5 kg/h) να εμφανίζεται τον Απρίλιο, μεταξύ 17:00 έως 20:00. Η ωριαία μέση απαίτηση H_2 , από το Σχ. 6.9 για διάφορους μήνες του έτους, είναι περίπου 3,54 κιλά. Οι τιμές, τα μεγέθη, η διάρκεια ζωής και άλλες πληροφορίες που σχετίζονται με τα στοιχεία που χρησιμοποιούνται σε προσομοιώσεις παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.8, ενώ θεωρήθηκε γωνία κλίσης των ηλιακών κυψελών ίση με το γεωγραφικό πλάτος της θέσης και εγκατεστημένη χωρίς ηλιακό σύστημα παρακολούθησης.



Σχήμα 6.9.: Ετήσια απαίτηση υδρογόνου.

Πίνακας 6.8.Πληροφορίες συστήματος.

Equipment	Cost (\$)			Size (kW)	Other information
	Capital	Replacement	O & M		
PV	6900	6900	0	1	Lifetime: 25 years Derating factor: 90%
Converter	800	700	100	1	Lifetime: 15 years Efficiency: 90% Wind Turbine
BWC XL.1	3900	3900	100	1	Lifetime: 25 years Hub height: 10 m Cut-in speed: 3 m/s
Electrolyzer	2700	2700	3	8	Lifetime: 15 years Efficiency: 85%
Hydrogen Tank	3100	3,100	4	8	Lifetime: 25 years
Reformer	3200	3,200	4	8	Lifetime: 25 years Efficiency: 68.6%
Battery T-105	174	174	5	1	Nominal Voltage: 6 Nominal capacity: 225Ah
Generator	200	200	0.5	1	Lifetime: 15000 h

Λόγω του ότι η μελέτη αφορά μεγάλες πόλεις του Τσαντ αλλά με ελλειπίες πληροφορίες σχετικά με την κατανάλωση H_2 , αφενός δεν περιλαμβάνονται κόστη μεταφοράς και αφετέρου είναι η πρώτη έρευνα σχετικά με υβριδικά συστήματα παραγωγής H_2 από ΑΠΕ, με εμφανή στόχο τη βελτίωσης της ενεργειακής πολιτικής στο Τσαντ. Εξαιτίας της μελέτης σε οικιστική κλίμακα (με το πλεονέκτημα της μείωσης των ατυχημάτων και της ρύπανσης) , δεν έχει θεωρηθεί πολύ μεγάλο ύψος (10 m) ,βλ. Πίνακα 6.8, παρά το γεγονός ότι για μεγάλες (σε διαστάσεις και ισχύ πολλών kW ή MW) Α/Γ χρησιμοποιούνται δεδομένα ταχύτητας ανέμου σε ύψος 80-100 m.

6.2.2 Η ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΚΑΙ ΤΑ ΕΡΓΑΛΕΙΑ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗΣ.

Με την ίδια λογική της μελέτης της νήσου Grimsey (βλ. κεφ.6.1) χρησιμοποιούμε κ εδώ το λογισμικό HOMER για τη βελτιστοποίηση των διάφορων παραμέτρων ενός συστήματος ΑΠΕ και της ανάλυσης ευαισθησίας των παραμέτρων αυτών (για να διακρίνουμε ποιες έχουν τον μεγαλύτερο αντίκτυπο στο σχεδιασμό), αλλά και του καθαρού παρόντος κόστους (NPC) για συνδεδεμένα ή μη μικροδίκτυα, ώστε να διαπιστώσουμε τόσο την ικανότητα συστημάτων μικροπαραγωγής για παροχή ηλεκτρικών και θερμαντικών φορτίων (ντίζελ, μπαταρίες κ.ά), όσο και να αποφύγουμε την μακρά και επίπονη λύση δύσχρηστων αλγορίθμων. Το λογισμικό HOMER έχει επίσης τη δυνατότητα να προσομοιώνει διάφορες διαμορφώσεις του συστήματος (μοντελοποίηση φορτίου H₂, ανάλυση ρύπων) και να υπολογίζει όλα τα κόστη (αρχικό, λειτουργικά, συντήρησης, καυσίμου, αντικατάστασης κ.λ.π) με μια σειρά συνολικού NPC που επιτρέπει στο χρήστη να συγκρίνει διάφορες εναλλακτικές λύσεις σχεδίασης. Το NPC που εκφράζεται στην εξ. (6.1) επιτυγχάνεται αφαιρώντας το τρέχον κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας ολόκληρου του συστήματος κατά τη διάρκεια της ωφέλιμης διάρκειας ζωής του έργου από τρέχοντα έσοδα:

$$NPC = \frac{C_{ann,tot}}{CRF_{(i,N)}} \quad (6.2)$$

Όπου $C_{ann,tot}$ είναι το συνολικό ετήσιο κόστος, δηλαδή το ετήσιο επιτόκιο, το N είναι ο ωφέλιμος χρόνος ζωής του έργου και το CRF είναι ο παράγοντας ανάκτησης χωρητικότητας. Το CRF στην παραπάνω εξίσωση λαμβάνεται από την ακόλουθη σχέση [3λ]:

$$CRF_{(i,N)} = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (6.3)$$

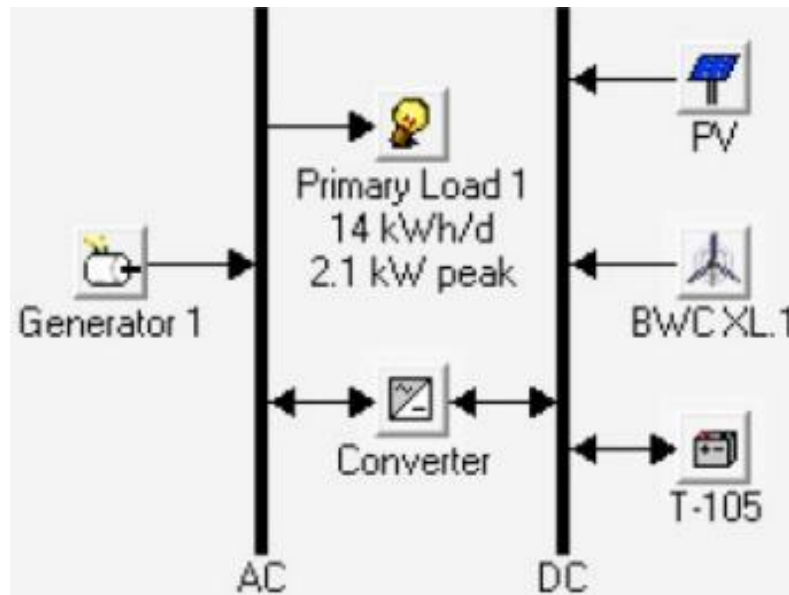
Επίσης, το HOMER υπολογίζει το $LCOE$ ως εξής:

$$LCOE \left(\frac{\$}{kWh} \right) = \frac{C_{ann,tot}}{R_{prim} + R_{tot,grid,sales}} \quad (6.4)$$

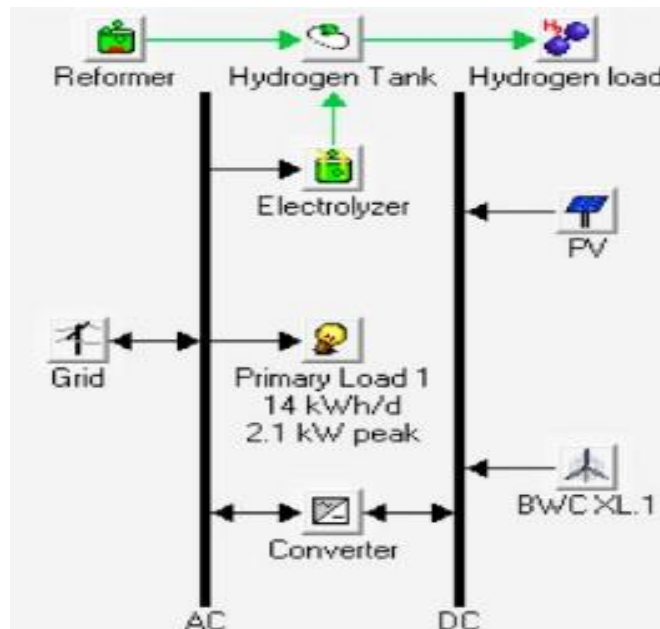
Όπου R_{prim} είναι το κύριο φορτίο (kWh / έτος) και $R_{tot,grid,sales}$ είναι οι συνολικές πωλήσεις δικτύου (kWh / έτος).

6.2.3 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΣΥΖΗΤΗΣΗ

Τα μελετημένα σενάρια φαίνονται στα Σχ. 6.10 (σενάριο 1, παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς διασύνδεση στο κεντρικό δίκτυο, με την περίσσεια να αποθηκεύεται σε μπαταρίες) και 6.11 (σενάριο 2, παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και H₂ που είναι και μέσο αποθήκευσης της περίσσειας, με διασύνδεση στο κεντρικό δίκτυο).



Σχήμα 6.10: Σχηματική απεικόνιση της ηλεκτροπαραγωγής-σενάριο 1



Σχήμα 6.11: Σχηματική αναπαράσταση της ταυτόχρονης παραγωγής ηλεκτρισμού και υδρογόνου-σενάριο 2.

Το υβριδικό σύστημα δύναται να χρησιμοποιηθεί επικουρικά για τις απομακρυσμένες περιοχές που δεν είναι δυνατή η πρόσβασή τους στο κεντρικό δίκτυο, ενώ για τα αστικά κέντρα μελετάται και η παραγωγή H_2 πέραν της ηλεκτρικής ενέργειας. Στόχος της μελέτης είναι τόσο η ανάδειξη του δυναμικού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και υδρογόνου στο Τσαντ για πρώτη φορά, με τη σύγκριση αυτών των δύο σεναρίων λόγω του επιπρόσθετου κόστους εξαιτίας της παραγωγής H_2 , αλλά και η χρήση του τόσο στις μεταφορές (ποιότητα θερμότητας και αποθήκευση έναντι των συμβατικών καυσίμων) όσο και στην κάλυψη ενεργειακών αναγκών, όταν χρειάζεται άμεση ηλεκτρική ενέργεια. Παρά το γεγονός ότι στην παρούσα έρευνα δεν προβλέπεται κανένας καταναλωτής για το H_2 που παρήχθη, αναμένεται δραστική μείωση του κόστους παραγωγής H_2 με την

υιοθέτηση κατάλληλων πολιτικών και κατάλληλων νομικών πλαισίων για την τόνωση των επενδυτών του ιδιωτικού τομέα για την παραγωγή υδρογόνου εν καιρώ.

6.2.4 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ - ΣΕΝΑΡΙΟ 1

Όπως μπορεί να παρατηρηθεί από τον Πίνακα 6.9, σε κανέναν σταθμό δεν έχουμε 100% ΑΠΕ, με τη γεννήτρια να έχει εφεδρική χρήση και η Α/Γ δεν είναι το ανώτερο σενάριο σε κανένα σταθμό. Η απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να παραχθεί σε 22 σταθμούς (εκτός από τους Bol, Aouaou και Faya) χρησιμοποιώντας 3 ηλιακά στοιχεία (1 kW)-τα δύο για τους σταθμούς Aouzou και Faya-, 2 μετατροπείς (1 kW)-ο ένας για το σταθμό Bol- και μια γεννήτρια (1 kW). Οι δύο βασικές διαφοροποιήσεις που απορρέουν από τον Πίνακα 6.9 είναι ο αριθμός των μπαταριών που χρησιμοποιούνται για αποθήκευση σε καθέναν από τους σταθμούς και οι εκπομπές CO₂, σχετίζεται με το σταθμό Abeche να έχει τις χαμηλότερες με 63,1 kg CO₂ / έτος (χρήση ανανεώσιμης ενέργειας έως 97%) και από την άλλη τους σταθμούς Bol και Koumra να παράγουν 328 και 304 kg CO₂ αντίστοιχα, λόγω γεννήτριας ντίζελ, που είναι και ο λόγος των υψηλότερων τιμών ανά kW παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (προσαύξηση λόγω αερίων θερμοκηπίου, περιβάλλοντος, υπερθέρμανσης κ.λ.π).

Πίνακας 6.9. Ανώτερες επιλογές κάθε σταθμού στο σενάριο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Station	□	□	▣	▣	▣	Total NPC (\$)	LCOE (\$/kWh)	Ren. Frac.	CO2 (kg/yr)
Abeche	3	1	1	23	2	47,406	0.564	0.97	63.1
Am Timan	3	0	1	29	2	48,255	0.574	0.90	226
Aouzou	2	1	1	27	2	42,608	0.507	0.92	168
Ati	3	0	1	32	2	46,763	0.556	0.93	154
Beinamar	3	0	1	32	2	49,815	0.593	0.87	289
Biltine	3	0	1	25	2	44,911	0.534	0.95	114
Bitkine	3	0	1	33	2	48,407	0.576	0.90	219
Bokoro	3	2	1	26	2	47,972	0.571	0.91	190
Bol	3	0	1	32	1	50,775	0.604	0.85	328
Bousso	3	0	1	31	2	48,974	0.583	0.88	254
Dourbali	3	0	1	31	2	48,832	0.581	0.89	249
Faya	2	1	1	27	2	43,516	0.518	0.91	192
Goundi	3	0	1	32	2	49,733	0.592	0.87	280
Koumra	3	0	1	32	2	50,309	0.598	0.86	304
Kelo	3	0	1	32	2	49,648	0.591	0.87	278
Lai	3	0	1	30	2	49,453	0.588	0.87	279
Mao	3	0	1	33	2	45,864	0.546	0.95	117
Mongo	3	0	1	32	2	48,537	0.577	0.90	225
Moundou	3	0	1	32	2	50,053	0.596	0.86	297
Moussoro	3	0	1	28	2	47,886	0.570	0.90	223
N'Djamena	3	0	1	30	2	49,209	0.585	0.88	271
Ngama	3	0	1	30	2	48,715	0.579	0.89	246

Oum Hadjer	3	0	1	34	2	46,716	0.556	0.93	141
Pala	3	0	1	31	2	49,565	0.590	0.87	282
Sarh	3	0	1	33	2	50,173	0.597	0.86	293

Όσον αφορά τα οικονομικά στοιχεία, το χαμηλότερο LCOE βρίσκουμε στο σταθμό Αουζου (0,507 \$ / kWh) -με 23 μπαταρίες και 42.608 \$ - και το υψηλότερο στο σταθμό Βοί (0,604 \$ / kWh)-με 34 μπαταρίες και NPC 50.775 \$- γι' αυτό και η διαφορά στην τιμή. Για τους 25 σταθμούς συνολικά το μέσο συνολικό NPC είναι 48,164 \$ και το μέσο LCOE είναι 0,573 \$. Όπως θίξαμε προηγουμένως, η ανεμογεννήτρια χρησιμοποιείται μόνο στους σταθμούς Abeche, Αουζου, Βοκογο και Faya για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με τα φωτοβολταϊκά να είναι πιο αποδοτικά στους υπόλοιπους σταθμούς. Σχετικά με τους περιβαλλοντικούς λόγους, οι Abeche, Biltine και Mao είναι οι πιο κατάλληλοι, όπως φαίνεται στον Πίνακα 6.10.

Πίνακας 6.10. Ανώτεροι σταθμοί για τους όρους χαμηλότερων εκπομπών(σενάριο 1).

Station	CO2 emission (kg/yr)	Scenario
Abeche	63.1	PV-Wind
Biltine	114	PV
Mao	117	PV

6.2.5 ΤΑΥΤΟΧΡΟΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ - ΣΕΝΑΡΙΟ 2

Ο Πίνακας 6.11 δείχνει για τους 25 υπό μελέτη σταθμούς ότι η ταυτόχρονη παραγωγή ηλεκτρισμού και υδρογόνου εξετάζεται ως εξής για την ικανοποίηση ζήτησης: μόνο από το κύριο δίκτυο, φωτοβολταϊκά-κύριο δίκτυο, Α/Γ-κύριο δίκτυο και Α/Γ-φωτοβολταϊκά-κύριο δίκτυο.

Πίνακας 6.11. Οι ανώτερες επιλογές για τον κάθε σταθμό στο σενάριο 2.

Station	Scenario	Total NPC (\$)	LCOE (\$/kWh)	COH (\$/kg)	Electrical (Total kWh/y)	Emission CO2 (kg/y)
Abeche	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
	Grid-PV	2,415,817	27.059	4.699	5595 (63% Grid-37% PV)	2028
	Grid-Wind	2,418,498	28.381	4.704	5241 (81% Grid-19% Wind)	2650
	Grid-PV-Wind	2,418,032	25.727	4.703	6042(50%Grid-34%PV-16%Wind)	1512
Am Timan	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
	Grid-PV	2,416,018	27.144	4.699	5573 (64% Grid-36% PV)	2059
	Grid-Wind	2,419,245	28.539	4.706	5193(85% Grid-15% Wind)	2765

	Grid-PV-Wind	2,418,903	26.098	4.705	5919(53%Grid-34%PV-13%Wind)	1647
Aouzou	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
	Grid-PV	2,415,346	26.857	4.698	5647 (61% Grid-39% PV)	1956
	Grid-Wind	2,415,816	27.689	4.699	5436 (69% Grid-31% Wind)	2235
	Grid-PV-Wind	2,415,421	24.575	4.698	6519(40%Grid-34%PV-26%Wind)	1109
Ati	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
	Grid-PV	2,415,842	27.089	4.699	5588 (63% Grid-37% PV)	2032
	Grid-Wind	2,417,974	28.264	4.703	5276 (79% Grid-21% Wind)	2569
	Grid-PV-Wind	2,417,658	25.571	4.702	6121(48%Grid-34%PV-18%Wind)	1454
Beinamar	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
	Grid-PV	2,416,299	27.285	4.700	5538 (65% Grid-35% PV)	2103
	Grid-Wind	2,419,792	28.632	4.707	5163 (88% Grid-12% Wind)	2849
	Grid-PV-Wind	2,419,681	26.462	4.706	5809(56%Grid-33%PV-11%Wind)	1767
Biltine	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
	Grid-PV	2,415,445	26.883	4.698	5639 (61% Grid-39% PV)	1971
	Grid-Wind	2,417,856	28.240	4.703	5283 (78% Grid-22% Wind)	2551
	Grid-PV-Wind	2,417,181	25.306	4.702	6202(46%Grid-35%PV-19%Wind)	1381
Bitkine	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
	Grid-PV	2,416,104	27.195	4.699	5561 (64% Grid-36% PV)	2072
	Grid-Wind	2,418,065	28.268	4.703	5273 (79% Grid-21% Wind)	2583
	Grid-PV-Wind	2,418,010	25.719	4.703	6079(49%Grid-33%PV-18%Wind)	1509
Bokoro	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
	Grid-PV	2,416,139	27.232	4.700	5552 (64% Grid-36% PV)	2078
	Grid-Wind	2,417,132	28.037	4.701	5340 (75% Grid-25% Wind)	2439
	Grid-PV-Wind	2,417,238	25.415	4.702	6201(46%Grid-32%PV-22%Wind)	1390
Bol	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206

	Grid-PV	2,416,396	27.320	4.700	5552 (65% Grid-35% PV)	2118	
	Grid-Wind	2,420,186	28.696	4.707	5141 (90% Grid-10% Wind)	2910	
	Grid-PV-Wind	2,420,123	26.656	4.707	5744(58%Grid-33%PV-9%Wind)	1835	
Bousso	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206	
	Grid-PV	2,416,167	27.225	4.700	5553 (64% Grid-36% PV)	2082	
	Grid-Wind	2,418,556	28.383	4.704	5239 (82% Grid-18% Wind)	2659	
	Grid-PV-Wind	2,418,489	25.937	4.704	5998(51%Grid-33%PV-16%Wind)	1583	
	Dourbali	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
		Grid-PV	2,416,196	27.225	4.700	5547 (65% Grid-35% PV)	2087
Grid-Wind		2,418,244	28.308	4.704	5261 (80% Grid-20% Wind)	2610	
	Grid-PV-Wind	2,418,246	25.856	4.704	6033(50%Grid-33%PV-17%Wind)	1545	
	Faya	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
		Grid-PV	2,415,324	26.847	4.698	5650 (61% Grid-39% PV)	1952
Grid-Wind		2,416,434	27.807	4.700	5402 (71% Grid-29% Wind)	2331	
	Grid-PV-Wind	2,415,952	24.750	4.699	6450(42%Grid-34%PV-24%Wind)	1191	
	Goundi	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
		Grid-PV	2,416,231	27.238	4.700	5549 (65% Grid-35% PV)	2092
Grid-Wind		2,419,082	28.497	4.705	5205 (84% Grid-16% Wind)	2740	
	Grid-PV-Wind	2,419,003	26.145	4.705	5920(53%Grid-33%PV-14%Wind)	1662	
	Kelo	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
		Grid-PV	2,416,334	27.307	4.700	5533 (65% Grid-35% PV)	2108
Grid-Wind		2,419,323	28.549	4.706	5190 (85% Grid-15% Wind)	2777	
	Grid-PV-Wind	2,419,299	26.314	4.706	5864(54%Grid-33%PV-13%Wind)	1708	
	Koumra	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
		Grid-PV	2,416,317	27.273	4.700	5540 (65% Grid-35% PV)	2105
Grid-Wind		2,419,555	28.587	4.706	5177 (87% Grid-13% Wind)	2813	

	Grid-PV-Wind	2,419,498	26.359	4.706	5844(55%Grid-33%PV-12%Wind)	1739
Lai	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
	Grid-PV	2,416,240	27.256	4.700	5545 (65% Grid-35% PV)	2094
	Grid-Wind	2,419,189	28.520	4.705	5198 (85% Grid-15% Wind)	2756
	Grid-PV-Wind	2,419,101	26.206	4.705	5899(53%Grid-33%PV-13%Wind)	1677
Mao	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
	Grid-PV	2,415,737	27.073	4.699	5594 (63% Grid-37% PV)	2016
	Grid-Wind	2,417,622	28.163	4.702	5304 (77% Grid-23% Wind)	2514
	Grid-PV-Wind	2,417,274	25.430	4.702	6182(46%Grid-34%PV-20%Wind)	1395
Mongo	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
	Grid-PV	2,416,129	27.213	4.699	5556(64% Grid-36% PV)	2076
	Grid-Wind	2,417,833	28.237	4.703	5284 (78% Grid-22% Wind)	2547
	Grid-PV-Wind	2,417,807	25.650	4.703	6100(48%Grid-33%PV-19%Wind)	1477
Moundou	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
	Grid-PV	2,416,299	27.279	4.700	5539 (65% Grid-35% PV)	2103
	Grid-Wind	2,419,678	28.611	4.706	5170 (87% Grid-13% Wind)	2832
	Grid-PV-Wind	2,419,584	26.412	4.706	5826(55%Grid-33%PV-11%Wind)	1752
Moussoro	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
	Grid-PV	2,416,041	27.192	4.699	5563 (64% Grid-36% PV)	2063
	Grid-Wind	2,417,777	28.206	4.703	5292 (78% Grid-22% Wind)	2538
	Grid-PV-Wind	2,417,682	25.615	4.703	6116(48%Grid-33%PV-19%Wind)	1458
N'Djamena	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
	Grid-PV	2,416,314	27.319	4.700	5531 (65% Grid-35% PV)	2105
	Grid-Wind	2,419,910	28.649	4.707	5157 (88% Grid-12% Wind)	2868
	Grid-PV-Wind	2,419,800	26.568	4.707	5780(56%Grid-34%PV-10%Wind)	1785
Ngama	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206

	Grid-PV	2,416,162	27.233	4.700	5552 (64% Grid-36% PV)	2081
	Grid-Wind	2,417,317	28.056	4.702	5332 (76% Grid-24% Wind)	2467
	Grid-PV-Wind	2,417,440	25.488	4.702	6178(47%Grid-32%PV-21%Wind)	1421
Oum Hadjer	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
	Grid-PV	2,415,842	27.077	4.699	5590(63% Grid-37% PV)	2032
	Grid-Wind	2,418,246	28.329	4.704	5257 (80% Grid-20% Wind)	2611
Pala	Grid-PV-Wind	2,417,885	25.657	4.703	6083(49%Grid-34%PV-17%Wind)	1490
	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
	Grid-PV	2,416,355	27.331	4.700	5528 (65% Grid-35% PV)	2111
Sarh	Grid-Wind	2,419,428	28.569	4.706	5183 (86% Grid-14% Wind)	2793
	Grid-PV-Wind	2,419,411	26.382	4.706	5842(55%Grid-33%PV-12%Wind)	1725
	Grid	2,413,770	28.710	4.695	5073 (Grid 100%)	3206
Sarh	Grid-PV	2,416,287	27.256	4.700	5544(65% Grid-35% PV)	2101
	Grid-Wind	2,419,250	28.529	4.706	5195 (85% Grid-15% Wind)	2766
	Grid-PV-Wind	2,419,203	26.227	4.705	5891(54%Grid-33%PV-13%Wind)	1693

Από τα αποτελέσματα φαίνεται ότι σε κανένα σταθμό δεν ικανοποιούνται οι απαιτήσεις από την αιολική και την ηλιακή ενέργεια. Η χαμηλότερη τιμή /kg H₂ που παράγεται βρίσκεται στο σενάριο «Grid» και μετά στο «PV-Grid» και στους 25 σταθμούς. Για τους σταθμούς Abeche, Bokoro, Dourabli και Ngama, η χρήση του "Grid-Wind" είναι οικονομικά ανώτερη από το "Grid-Wind-PV" και σε 21 εναπομείναντες σταθμούς, η χρήση του "Grid-Wind-PV" είναι Τρίτη στη σειρά όσον αφορά την παραγωγή H₂. Η τελευταία βέβαια λόγω της μεγαλύτερης χρήσης ΑΠΕ και των λιγότερων ρύπων συνιστάται ως η τρίτη επιλογή για παραγωγή H₂. Η φθηνότερη παραγωγή H₂ (ίδια για όλους τους σταθμούς, με τιμή 4,695 \$ / kg και NPC 2,413,770 \$) εντοπίζεται στην κατάσταση "Grid", ενώ το πιο ακριβό H₂ αφορά τον σταθμό Bol με τιμή 4,707 \$/kg και NPC 2,420,186 \$)για το σενάριο «Grid-Wind». Το χαμηλότερο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ σε σύγκριση με το κύριο δίκτυο σχετίζεται με το σενάριο «Grid-Wind-PV», όπως δείχνει ο Πίνακας 6.11 και ακολουθείται από τα σενάρια "Grid-PV", "Grid-Wind" και "Grid", αντίστοιχα. Ακόμα, συνάγεται το συμπέρασμα ότι ο σταθμός Αουζου διαθέτει τη φθηνότερη (24.575 \$ / kWh) παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, την υψηλότερη χρήση ΑΠΕ κατά 60% (34 \$ ηλιακή και 26% αιολική ενέργεια) στο σενάριο «Grid-Wind-PV» καθώς και το υψηλότερο επίπεδο ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται με ποσότητα 6519 kWh / έτος (34% PV - 40% Grid - 26% άνεμος) και τις χαμηλότερες εκπομπές (1109 kg / έτος CO₂). ενώ η πιο ακριβή (26.656 \$ / kWh)

παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αφορά τον σταθμό ΒοI, με το σενάριο «Grid» να παράγει τις υψηλότερες εκπομπές (3206 kg / έτος CO₂ για όλους τους σταθμούς).

Ο Πίνακας 6.11 συνοψίζει τα καλύτερα αποτελέσματα (κύριο κριτήριο το χαμηλότερο συνολικό NPC) για κάθε σταθμό σε καθένα από τα 4 σενάρια. Ενώ για την παραγωγή H₂ χρησιμοποιείται ηλεκτρολύτης και αναμορφωτής, στη συγκεκριμένη μελέτη για τα βέλτιστα προαναφερθέντα σενάρια χρησιμοποιούνται δύο αναμορφωτές 8 kg/h ελέω της καλύτερης τιμής τους σε σχέση με του ηλεκτρολύτη. Τέλος, ο Πίνακας 6.12 δείχνει ότι οι Αουζου, Faya και Biltine είναι οι πιο κατάλληλοι για το περιβάλλον σταθμοί, όσον αφορά τις εκπομπές CO₂.

Πίνακας 6.12. Ανώτεροι σταθμοί σε όρους χαμηλότερων εκπομπών(σενάριο 2).

Station	CO2 emission (kg/yr)	Sceanrio
Αουζου	1109	Grid-PV-Wind
Faya	1191	Grid-PV-Wind
Biltine	1381	Grid-PV-Wind

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑ

Δεδομένου ότι η αντικατάσταση των ορυκτών καυσίμων από ΑΠΕ είναι απαραίτητη για το μέλλον του Τσαντ, αυτή η μελέτη προσπάθησε να διερευνήσει δύο σενάρια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και ταυτόχρονης ηλεκτρικής ενέργειας και υδρογόνου, χρησιμοποιώντας λογισμικό HOMER και δεδομένα ανέμου και ήλιου από 25 πόλεις σε αυτήν τη χώρα. Μέχρι στιγμής, δεν έχει διεξαχθεί μελέτη για τη διερεύνηση ενός σεναρίου παραγωγής υδρογόνου σε ένα μικροσύστημα με βάση τις ΑΠΕ σε κατάσταση σύνδεσης με το δίκτυο και την τεχνο-οικο-περιβαλλοντική ανάλυση τεσσάρων σεναρίων που περιλαμβάνουν τη χρήση του κυρίως δικτύου, τη χρήση κυρίως δικτύου-Φ/Β, χρήση κυρίως δικτύου-Α/Γ, και χρήση κυρίως δικτύου-Φ/Β-Α/Γ, για το Τσαντ, με βάση τις πραγματικές και ενημερωμένες τιμές των καυσίμων, ετήσιων πραγματικών επιτοκίων, κόστος ηλεκτρισμού, κ.λπ. Με άλλα λόγια, η καινοτομία της παρούσας εργασίας είναι ότι, εκτός από τον προσδιορισμό των δυνατοτήτων, του κόστους στο Τσαντ, το αποτέλεσμα μπορεί να γενικευτεί για οποιαδήποτε χώρα ή περιοχή που έχει παρόμοιες κλιματολογικές ή οικονομικές συνθήκες. Τα πιο σημαντικά αποτελέσματα είναι:

Στο σενάριο 1, η Α/Γ ήταν η ανώτερη επιλογή σε κανένα σταθμό, η οποία χρησιμοποιείται επίσης στους σταθμούς Abeche, Faya, Bokoro και Αουζου και στους υπόλοιπους σταθμούς, μόνο τα ηλιακά κύτταρα είναι πιο οικονομικά αποδοτικά. Αυτό το σενάριο διαθέτει το χαμηλότερο LCOE (0,507 \$ / kWh) στον Αουζου και το υψηλότερο LCOE (0,604 \$ / kWh) στον ΒοI.

Στο σενάριο 2, βρίσκουμε τη χαμηλότερη τιμή/kg H₂ στο σενάριο «Grid» (ίδιο για όλους τους σταθμούς με τιμή 4,695 \$ / kg) ακολουθούμενο από το σενάριο «PV-Grid», με συνολικό NPC 2.413.770 \$. Το πιο ακριβό υδρογόνο το βρίσκουμε στο σενάριο «Grid-Wind» και τους σταθμούς ΒοI με 4,707 \$/kg H₂ και συνολικό NPC 2420186 \$. Τέλος, η πιο οικονομικά αποδοτική κατάσταση της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, που αντιστοιχεί στην υψηλότερη χρήση ΑΠΕ, σχετίζεται με το σενάριο «Grid-Wind-PV», το οποίο

υποδεικνύει το χαμηλότερο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ σε σύγκριση με το βασικό grid.

Δίνεται επομένως η δυνατότητα επιλογής της βέλτιστης διαμόρφωσης από τα μοντέλα λειτουργίας και εκτίμησης του κόστους ενέργειας και του καθαρού κόστους. Αυτά τα διάφορα τεχνοοικονομικά επιχειρησιακά μοντέλα θα μπορούσαν να υιοθετηθούν σε ολόκληρη την περιοχή και σε χώρες που αντιμετωπίζουν παρόμοιες προκλήσεις για την ανάπτυξη της ενέργειας μας με τα αναπτυξιακά προγράμματα που επιτρέπουν σε απομακρυσμένες κοινότητες.

6.3 ΑΥΤΟΝΟΜΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ ΜΕ 100% ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ: ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΜΕΛΕΤΗΣ ΜΕ ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΥ-ΜΠΑΤΑΡΙΑΣ-ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

6.3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Ο στόχος για παραγωγή ΑΠΕ (π.χ. ηλιακή, αιολική, κύμα, βιοενέργεια κ.λ.π) και δη για συστήματα με 100% παραγωγή από αυτές είναι το μεγάλο στοίχημα για όλες τις χώρες προς το πιο πράσινο μέλλον, με βασικό πρόβλημα για το 100% της διείσδυσης ΑΠΕ στα συστήματα ισχύος και την ενσωμάτωσή τους και για το οποίο αναζητείται λύση τη μεταβλητότητα των ανανεώσιμων πόρων. Όπως έχει αναφερθεί ήδη στα κεφάλαια 6.1,6.2, λύση σε αυτό το ζήτημα προσφέρουν τα συστήματα αποθήκευσης με ένα κατάλληλο σύστημα ελέγχου (μπαταρίες, οι αντλίες-υδροηλεκτρικά, τα μηχανικά, υπερπυκνωτές κ.λ.π) τα οποία έχουν τους περιορισμούς τους, γι' αυτό και βέλτιστη επιλογή (και αντικείμενο αυτής της μελέτης) καθίσταται η αποθήκευση με H₂, λόγω δυνατότητας μακροχρόνιας αποθήκευσης και ποιότητας ισχύος, καθώς και για τη φιλικότητα του στο περιβάλλον, με τη δυνατότητα μετατόπισης της ισχύος ωριαία, καθημερινά και εποχιακά [3π].

Προκειμένου να ελαχιστοποιηθεί η μεταβλητότητα των ΑΠΕ, εισήχθη η έννοια του σύγχρονου μικροδικτύου ως ενεργειακού συστήματος με καταμεμημένη παραγωγή και αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας με πολλαπλά ηλεκτρικά φορτία (είτε ως οντότητα ή πλέγμα, αυτόνομη ή εντελώς ξεχωριστή από ή συνδεδεμένη με το κεντρικό δίκτυο) που διαδραμάτιζε καθοριστικό ρόλο στη διείσδυση των ΑΠΕ και στη διασύνδεση στο κεντρικό δίκτυο. Όταν όμως αυτό δεν γινόταν (για παράδειγμα σε απομακρυσμένες περιοχές), ένα αυτόνομο μικροδίκτυο (SAM) (σύστημα ισχύος χαμηλής τάσης) είναι μια απάντηση κι ένα καλό σημείο εκκίνησης για μετάβαση από τα συνήθη ορυκτά καύσιμα σε 100% συστήματα RE. Κατά τη μετάβαση αυτή, υβριδικά αποκεντρωμένα ή κεντρικά συστήματα παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας-τοπικά καταμεμημένα-χρησιμοποιούνται για την κάλυψη της ενεργειακής ανάγκης.

Βασική επιδίωξη στη χρήση συστημάτων SAM για να επιτευχθεί η αξιοπιστία τους είναι τόσο η βελτιστοποίηση των παραμέτρων λειτουργίας όσο και η ελαχιστοποίηση του κόστους. Αυτό επιτυγχάνεται με την ανάπτυξη της τεχνητής νοημοσύνης (AI), που παρέχει αξιολογή βελτιστοποίηση για σύγχρονες λειτουργίες SAM, χωρίς να βασίζεται σε εκτεταμένα μακροπρόθεσμα δεδομένα καιρού και προβλέψεις. Ο συνήθης συνδυασμός συστημάτων αποθήκευσης ανανεώσιμης ενέργειας (RESS) με τη χρήση μιας συμβατικής γεννήτριας ντίζελ (DG) ως εφεδρικό αντίγραφο παίζουν καθοριστικό ρόλο στη

μεγιστοποίηση της συνεισφοράς των ΑΠΕ στο SAM και της ελαχιστοποίησης του κόστους, καθιστώντας το SAM με ΑΠΕ πολύ πιο αποδοτικό από το SAM 100% με βάση τα ορυκτά καύσιμα. Επιπρόσθετα, εισάγεται η νέα προσέγγιση της ισχύος στο υδρογόνο στην ισχύ (P2H2P) [3ρ], μια πολλά υποσχόμενη επιλογή για την αποθήκευση των διαλειπόντων ΑΠΕ και την αναγέννηση ισχύος όταν χρειάζεται για την αποθήκευση της περίσσειας ΑΠΕ στο προαναφερθέν σύστημα [3σ]. Τέτοιο παράδειγμα είναι το πρότζεκτ του DNV GL Group στην Ολλανδία, όπου η εγκατάσταση περιλαμβάνει εμπορικό ηλεκτρολύτη PEM 7 kW (μοντέλο Hogen S40), σύστημα μεθανοποίησης τεσσάρων αντιδραστήρων και δύο δεξαμενές CO₂ (τοποθετημένες σε τρία μεμονωμένα δοχεία), τέσσερα ηλιακά πάνελ, (που τροφοδοτούν εν μέρει την παραγωγή υδρογόνου) και το ηλεκτρικό δίκτυο παρέχει την υπόλοιπη ζήτηση [3τ]. Σε αυτήν την έρευνα, μια απομακρυσμένη κοινότητα SAM στη Δυτική Αυστραλία έχει προταθεί-με δεκάδες απομακρυσμένα αυτόνομα δίκτυα από το κύριο δίκτυο κοινής ωφέλειας που εξαρτιούνται αποκλειστικά από ορυκτά καύσιμα αυτή τη στιγμή-για τον προσδιορισμό της τεχνοοικονομικής βιωσιμότητας ενός συστήματος με 100% ΑΠΕ και H₂. Η τελευταία θα εξασφαλίσει επίσης τη μείωση του κόστους που είναι ιδιαίτερα υψηλό λόγω ντίζελ, καθώς και τη μείωση των ρύπων, οδηγώντας την κοινότητα σε μια βιώσιμη και καθαρή λύση.

6.3.2 ΠΡΟΗΓΟΥΜΕΝΑ ΕΡΓΑ

Διάφορες ερευνητικές μελέτες για τα συστήματα P2H2P και κυρίως για τα συστήματα διαχείρισης ενέργειας, τις λειτουργίες του ελεγκτή, τα συστατικά RESS και την οικονομική ανάλυση έχουν διεξαχθεί τα τελευταία χρόνια. Έμφαση έχει δοθεί για τη βελτιστοποίηση των RESS, με στόχο τη μεγιστοποίηση των οφελών ΑΠΕ και την ελαχιστοποίηση του επενδυτικού κόστους, ώστε να καταστρωθεί μια στρατηγική διαχείρισης ενέργειας που να επιτρέψει τη μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ για συστήματα αποθήκευσης(και H₂) και εν γένει την καλύτερη διαχείριση των μικροδικτύων. Έχει προταθεί για την ενίσχυση της στρατηγικής αυτής και μια στατιστική προσέγγιση πρόβλεψης της αβεβαιότητας καιρού-φορτίου, με βασικό άξονα την ανάπτυξη ελεγκτών συστημάτων SAM. Επίσης, μεγάλο κομμάτι των ερευνών έχει αφιερωθεί στον έλεγχο της συχνότητας για συστήματα SAM, είτε μέσω μιας δυναμικής μεθόδου στερέωσης είτε με αποσυνδεδεμένο ελεγκτή συχνότητας-τάσης για DG, με σκοπό τη σταθεροποίησή τους, προκειμένου να αντιμετωπιστεί παράλληλα και η έλλειψη αδράνειας στα συστήματα αυτά. Όσον αφορά τη βελτιστοποίηση των παραμέτρων συναρτήσεως του κύκλου ζωής και του μεγέθους των SAM έχει εισαχθεί μια μέθοδος γενετικού αλγορίθμου. Μελέτες φυσικά έχουν γίνει για περιοχές καιρικά και κλιματολογικά κοντά στη δική μας (Δυτική και Νότια Αυστραλία αντίστοιχα) για SAM με PV/ντίζελ/μπαταρία, παρατηρώντας τη μείωση του κόστους παραγωγής ενέργειας, της κατανάλωσης καυσίμου και του χρόνου λειτουργίας των γεννητριών[3υ] όπως και για μακροπρόθεσμο υβριδικό σύστημα μεγάλης κλίμακας μπαταρίας-H₂, διασυνδεδεμένο στο δίκτυο, αποδεικνύοντας ότι σαφώς πιο ανταγωνιστικό από το σύστημα με βάση μόνο τη μπαταρία είναι το σύστημα H₂ [3φ]. Διαπιστώθηκε ότι το σύστημα, με συνεισφορές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας 35% και συνεισφορά ισχύος ντίζελ 65%, ήταν το οικονομικότερο σύστημα ισχύος σε σύγκριση με ένα σύστημα μόνο ντίζελ. Τη βελτιστοποίηση του COE με το λογισμικό HOMER μέσω της αξιολόγησης διαμορφώσεων υβριδικών συστημάτων με PSO χωρίς όμως P2H διερεύνησαν οι Yashwant Sawle et al.(2018). Η διαχείριση της ζήτησης, του κόστους, του

φορτίου και των περιβαλλοντικών επιπτώσεων καθορίζονται σε μεγάλο βαθμό από το SAM με DER αλλά και από τις γεωγραφικούς-κοινωνικοοικονομικούς παράγοντες κάθε κοινότητας. Λόγω των μη διαθέσιμων ερευνών για 100% υβριδικά συστήματα RESS με μπαταρία ΑΠΕ-P2H2P με συστήματα DG SAM, η συγκεκριμένη μελέτη χρησιμοποιώντας το HOMER Pro Microgrid Analysis Tool και λαμβάνοντας υπόψη οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη διερευνά τις δυνατότητες ενός SAM 100% με βάση ΑΠΕ με αποθήκευση ενέργειας για απομακρυσμένες περιοχές. Σκοπός η εύρεση βέλτιστης λύσης μέσω της σύγκρισης και αξιολόγησης 1)RES με βάση H₂ με 2)συμβατικά μικροδίκτυα DG με βάση μπαταρίες και 3)RESS με βάση μπαταρίες. Τα αποτελέσματα αυτής της έρευνας θα είναι ένα χρήσιμο εργαλείο για επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας και κυβερνητικούς φορείς στον σχεδιασμό τους για ανάπτυξη SAM με υβριδική αποθήκευση ενέργειας για προμήθειες αγροτικών κοινοτήτων για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας για την κοινότητα, καθώς και για τον εντοπισμό μιας οδού χρήσης υδρογόνου. Η προτεινόμενη ερευνητική μέθοδος μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε οποιαδήποτε απομακρυσμένη περιοχή ή σε νησιά για τον εντοπισμό των τεχνοοικονομικών πτυχών για την ανάπτυξη ενός SAM λαμβάνοντας υπόψη τις αυτόχθονες παραμέτρους όπως το δυναμικό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, το προφίλ φορτίου της κοινότητας και το κόστος του εξοπλισμού για τις επιμέρους περιοχές.

6.3.3 ΙΣΧΥΣ ΣΤΟ ΥΔΡΟΓΟΝΟ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΙΣΧΥΟΣ

Τα συστήματα P2H2P [3χ] (ηλεκτρολύτης, αποθήκευση H₂, FC(Fuel cell), βλ.Σχ.6.13) έχουν απόδοση μετ'επιστροφής (η) που περιγράφεται στην Εξίσωση (6.5) [3ψ]:

$$\eta_{Round-trip} = \eta_{Electrolyser} * \eta_{Storage} * \eta_{FC} \quad (6.5)$$

Η στρατηγική διαχείρισης ενέργειας, δηλαδή, ο λειτουργικός αλγόριθμος του ελεγκτή, έχει τεράστια επίδραση στη βέλτιστη χρήση των συστημάτων P2H / P2H2P, δηλαδή, ώρες λειτουργίας ηλεκτρολυτών και κυψελών καυσίμου, ο αριθμός κύκλων εκκίνησης / διακοπής και ο ρυθμός υποβάθμισης των εξαρτημάτων.



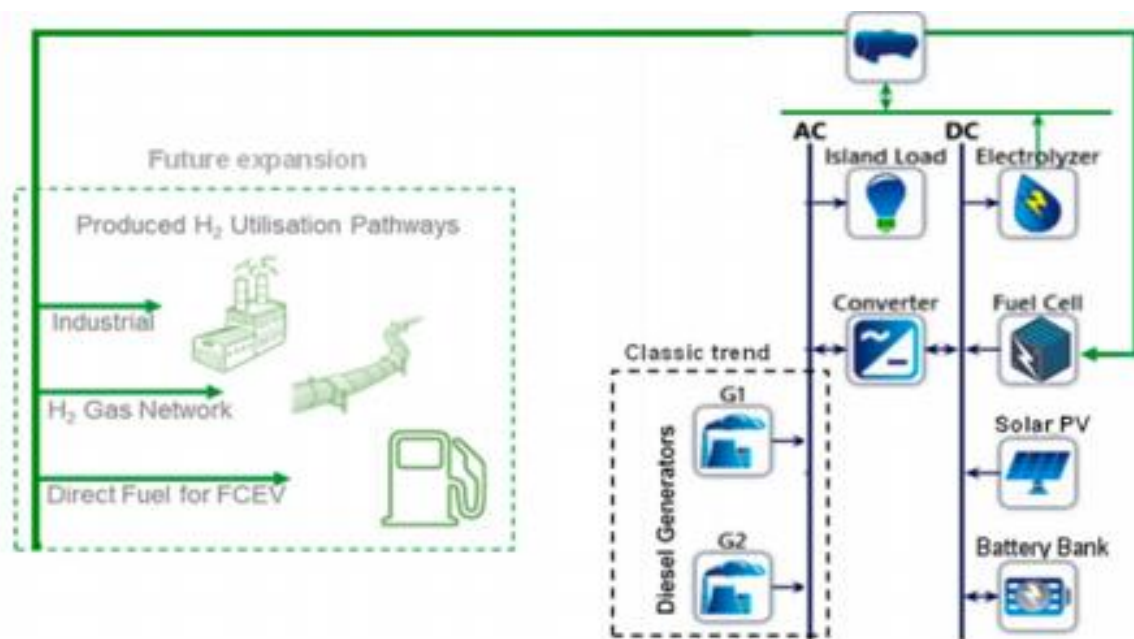
Σχήμα 6.13: Στοιχεία του συστήματος P2H2P [1ι]

6.3.4 ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ

Η μελέτη εξετάζει τις τεχνοοικονομικές δυνατότητες ενός P2H2P υβριδικού RESS για 100% συστήματα SAM με βάση ΑΠΕ, με τη χρήση του λογισμικού HOMER και με κριτήριο το NPC, CAPEX, το OPEX και το COE, με στόχο την εύρεση βέλτιστων για την κοινότητα τόσο για τα συμβατικά σενάρια DG όσο και για τα τρία σενάρια 100% ΑΠΕ. Στα ακόλουθα σενάρια που έχουν μελετηθεί-με τις δύο DG πλήρους χωρητικότητας ως βασική περίπτωση-προκειμένου να αντιμετωπιστεί η διαλειπτότητα των ΑΠΕ χρησιμοποιήθηκαν μπαταρίες και H₂ ως συστήματα αποθήκευσης και εισήχθησαν συμβατικά φωτοβολταϊκά (100% ΑΠΕ) για την αναβάθμιση του DG-SAM. Η βασική περίπτωση συγκρίθηκε με τα ακόλουθα τρία σενάρια:

- Σενάριο 1 (S1): Σύστημα φωτοβολταϊκής μπαταρίας 100%.
- Σενάριο 2 (S2): 100% ηλιακό σύστημα PV-P2H2P.
- Σενάριο 3 (S3): 100% ηλιακό φωτοβολταϊκό και υβριδικό σύστημα μπαταρίας-P2H2P.

Το προτεινόμενο υβριδικό μοντέλο με φωτοβολταϊκό-μπαταρία- H₂ για όλα τα σενάρια (με τα αποτελέσματα προσομοίωσης να παρουσιάζονται παρακάτω) απεικονίζεται στο Σχήμα 6.14. Για όλα τα παραπάνω επιλέχθηκε το βέλτιστο κόστος και η βέλτιστη χωρητικότητα παραμέτρων ώστε να ικανοποιείται η ζήτηση και έγινε σύγκριση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων για όλη τη διάρκεια ζωής (25 έτη) σε σύγκριση με το συμβατικό σενάριο γεννήτριας ντίζελ.



Σχήμα 6.14: Το προτεινόμενο υβριδικό μοντέλο με φωτοβολταϊκό-μπαταρία- H₂

6.3.5 ΜΕΛΕΤΗ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ: ΥΠΟΘΕΣΗ

Εξετάζεται ένας υποθετικός οικισμός απομακρυσμένης κοινότητας με 100 κατοικίες (400 κάτοικοι) και μερικά μικρά εμπορικά κτίρια και εργοστάσια, για τις ανάγκες του οποίου χρησιμοποιούνται βυτιοφόρα φορτηγά (γι' αυτό και το καύσιμο ντίζελ θεωρείται ότι κοστίζει 2\$ ΗΠΑ, συμπεριλαμβανομένου του κόστους μεταφοράς-αποθήκευσης). Προτείνεται ένα ημι-οικιακό προφίλ φορτίου, με ημερήσιο φορτίο AC 2 MWh, και ακολουθείται όλη η μεθοδολογία που έχει προαναφερθεί.







6.3.6 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ

Το Σχ.6.15 παρουσιάζει το προφίλ φόρτωσης για τις 100 κατοικίες με κλιμάκωση σε ημερήσιο φορτίο AC 2 MWh και φορτίο αιχμής 192 kW, που τόσο αυτό όσο και τα CAPEX και OPEX σε Δολάρια ΗΠΑ όλων των στοιχείων του συστήματος και εκεί οι προδιαγραφές εισήχθησαν από τη βιβλιοθήκη Homer Pro με προσαρμογή στο σχεδόν πραγματικό κόστος και τις τιμές της αγοράς, με στόχο τη βελτιστοποίηση των παραμέτρων των στοιχείων και του COE σε κάθε σενάριο, καθένα από τα οποία περιγράφεται παρακάτω. Βασικό σενάριο (BCS): Κλασική τάση για αυτόνομο μικροδίκτυο με δύο γεννήτριες ντίζελ (DG), 200kW έκαστη, (μια για το καθημερινό προφίλ φορτίου, η άλλη σαν backup), δηλαδή παραγωγή ενέργειας μόνο από άμεση κατανάλωση ντίζελ, με τις παραμέτρους να συνοψίζονται στο Σχ. 6.15.

Σενάριο 1 (S1): Σύστημα 100% ΑΠΕ με φωτοβολταϊκά και μπαταρία ιόντων λιθίου (Cycle Charging, 99,9% απαίτησης φόρτωσης, 2 ώρες αυτονομίας). Μέσω προσομοίωσης επιτυγχάνεται το βέλτιστο COE και το ελάχιστο NPC (με το κατάλληλο μέγεθος παραμέτρων), αλλά με υψηλά CAPEX και OPEX για επαρκείς ώρες αυτονομίας.

Σενάριο 2 (S2): Σύστημα 100% ΑΕ-P2H2P (ίδιοι περιορισμοί παραμέτρων με το S1 για βέλτιστο COE) με φωτοβολταϊκό, ηλεκτρολύτη (με βελτιστοποίηση για μετατροπή της περίσσειας ΑΕ σε H₂), δεξαμενή H₂ (βελτιστοποίηση για τη διαχείριση του παραγόμενου H₂ και για 3 μέρες αυτονομίας) και FC (αντί για συστοιχία μπαταριών, με βελτιστοποίηση μεγέθους για την κάλυψη του φορτίου αιχμής). Πάλι οι παράμετροι του συστήματος P2H2P συνοψίζονται στο Σχ. 6.15.

Σενάριο 3 (S3): Σύστημα 100% RE, με ίδιες παραμέτρους στοιχείων και περιορισμών όπως στα S1,S2(Σχ.6.15) και με βελτιστοποίηση του COE, με φωτοβολταϊκά και υβριδικό σύστημα αποθήκευσης P2H2P-μπαταρίας ιόντων λιθίου (το πρώτο σαν γεννήτρια βασικού φορτίου με βελτιστοποίηση για χρήση της περίσσειας ΑΕ σε H₂, η δεύτερη με βελτιστοποιημένο μέγεθος για τη διαχείριση μέγιστου φορτίου για λίγο χρόνο).

 <p>Stand-Alone Microgrid Base Case Diesel Generators X 2</p>	<p>Generator cap.: 200 kW Capex: \$100,000 each Fuel curve slop: 0.225 lhr/kW Fuel Diesel cost: \$ 2/l. estimated (including sea transport)</p>	<p>Emissions (Homer Pro) Carbon Monoxide (g/l) = 5.06 Unburned Hydrocarbons (g/l) = 0.11 Particulate Matter (g/l) = 0.26 Nitrogen Oxides (g/l) = 26.23</p>
 <p>Electric Daily Load Profile</p>	<p>Load Type : AC Peak month: non Daily average (kWh/d): 2000 Peak (kW): 192</p>	<p>Random Variability Day-to-day (%) = 10 Time step size: 60 Minutes</p>
 <p>SOLAR PV</p>	<p>Panel Type: Flat Plate PV Peak month: July Efficiency: 18.7% Temp. Coefficient: -0.39 Operating Temp.: 45° C Life time: 25 Years</p>	<p>MPPT lifetime = 15 years Ground reflectance = 20% No Tracking system Capex: \$1000/kW Installed Opex: \$5/kW/yr.</p>
 <p>Battery Bank</p>	<p>Type: Lithium-Ion Nominal Voltage: 600 Volts/string Roundtrip Efficiency: 90%</p>	<p>Capex: \$700 /kWh (installed) Opex: \$10/kWh/yr Life time: 15 Years</p>
 <p>Electrolyser & Fuel Cell</p>	<p>Type: PEM electrolyser Life time: 15 years Efficiency: 80% Water consumption: 10 l/Kg H₂ Capex: \$2500/kW (Installed) Opex: \$80 kW/yr</p>	<p>Type: PEM Fuel Cell (PEMFC) Life time: 60,000 hours Efficiency: 75% Water consumption: 10 l/Kg H₂ Capex: \$2500/kW (Installed) Opex: \$0.02 op hr</p>
 <p>H2 Storage Tank</p>	<p>Life time: 15 years Capex: \$1000/Kg H₂ Installed plus peripherals Opex: \$10/kg H₂ Compressed gas (350 bar)</p>	<p>Economics (Homer Pro) Project lifetime= 25 years Discount rate= 8% Inflation rate= 2% Currency= US Dollars (\$)</p>

Σχήμα 6.15: παράμετροι του συστήματος P2H2P

6.3.7 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ

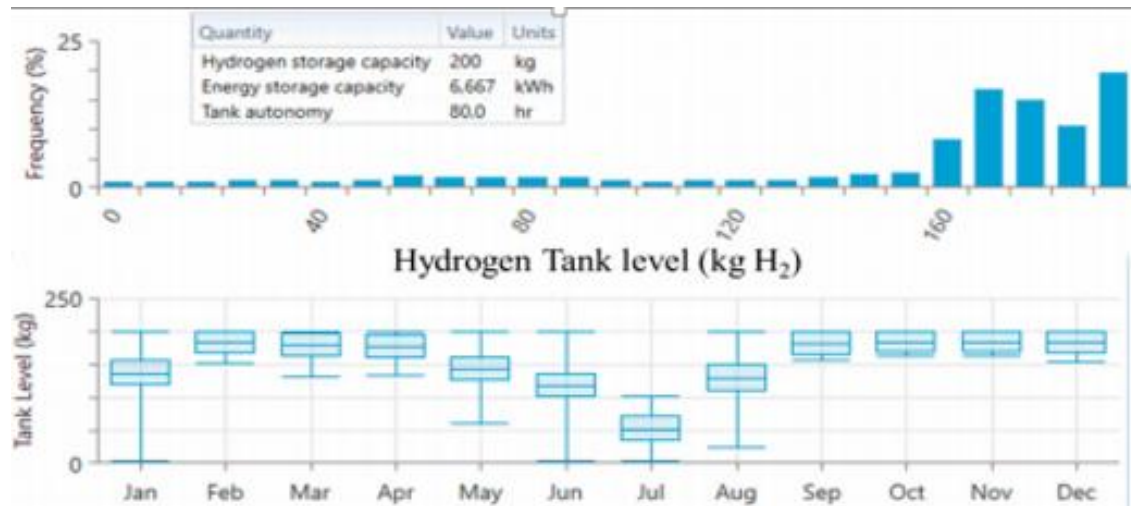
Η μετάβαση από αυτόνομο μικροδίκτυο DG σε 100% υβριδικό αυτόνομο σύστημα ΑΕ παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.13 όπου βελτιστοποιείται και αξιολογείται ένα SAM με συστήματα PV/μπαταρίας, PV/P2H2P και PV/P2H2P/ μπαταρίας, με βάση τα CAPEX, OPEX, NPC ώστε να μειωθούν το COE και οι εκπομπές μέσω της ενσωμάτωσης της ηλιακής φωτοβολταϊκής παραγωγής 100% με μπαταρία RESS ή / και το σύστημα P2H2P για τη μείωση του COE και την εξάλειψη των εκπομπών. Και για όλα τα σενάρια προκύπτουν τα ακόλουθα:

Το σενάριο BCS έχει τη χαμηλότερη επένδυση κεφαλαίου, αλλά και το υψηλότερο NPC, COE στη διάρκεια ζωής του έργου, καθώς και την υψηλότερη ρύπανση (610 μετρικοί τόνοι CO₂ ετησίως λόγω του ντίζελ και 0% ανανεώσιμου κλάσματος), όπως φαίνεται στον πίνακα 6.13. Στο S1 προσομοιώθηκε ένα μοντέλο 100% ανανεώσιμης ενέργειας από φωτοβολταϊκά και μια συστοιχία μπαταριών, με αποτέλεσμα χαμηλότερο COE (48,6% μείωση, 0,394 US \$, σε σύγκριση με 0,665 US \$ στο BCS) και υψηλότερο CAPEX, που απαιτείται για την εξάλειψη των εκπομπών κατά τη διάρκεια ζωής του έργου. Η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας φτάνει όμως το 74,9% ύστερα από τη βελτιστοποίηση της μπαταρίας στο ελάχιστο μέγεθος (για τη σταθερότητα και την αξιοπιστία του συστήματος) με απαίτηση ισχύος 1,708 MW και αυτονομία RESS είναι 16,3 ώρες. Προτείνεται λοιπόν η ιδέα της αποθήκευσης με τη μορφή υδρογόνου (με τα όποια πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα έχει αυτή). Έτσι, το S2 (συνδυασμός συστήματος PV-P2H2P) έδειξε ότι για παρόμοιο ενεργειακό ισοζύγιο το σύστημα ΑΕ- P2H2P απαιτεί λιγότερη φωτοβολταϊκή χωρητικότητα και υπερτερεί στην αποθήκευση ενέργειας με τη μορφή H₂, λόγω μείωσης (56%) της περίσσειας από το S1 (εξαιτίας της μεγαλύτερης παραγωγής H₂ από τον ηλεκτρολύτη) αλλά στο πλήρες μέγεθος είναι σαφώς λιγότερο οικονομικό (με ίδια μοντελοποίηση και προσομοίωση με τα BCS και S1), όπως φαίνεται στον Πίνακα 6.13 (S1 και S2). Επιπροσθέτως, ο ηλεκτρολύτης είναι και η αιτία που τα συστήματα P2H2P έχουν περισσότερη ενεργειακή αυτονομία και ικανότητα παραγωγής και αποθήκευσης (με μορφή πεπιεσμένου H₂), ενώ η FC (ως φύλακας αδράνειας) θα

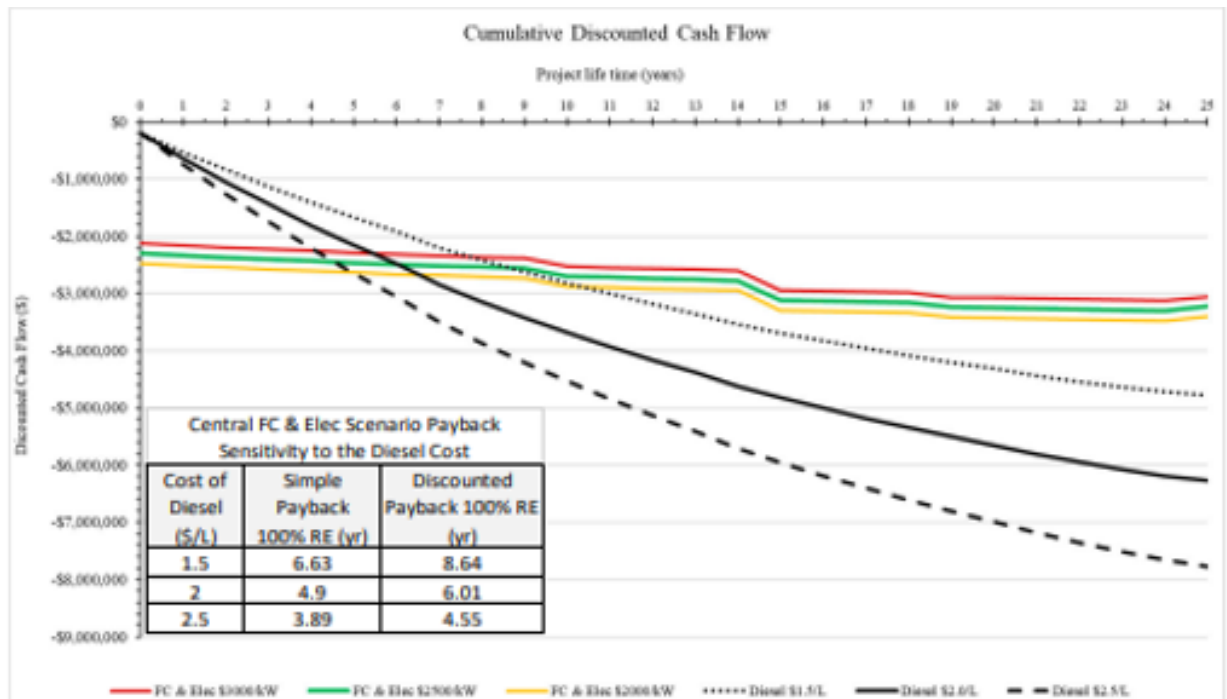
παρέχει συνεχώς αλλά μόνο ένα μικρό μέρος του ενεργειακού εφοδιασμού. Εν κατακλείδι, το υψηλό κόστος εγκατάστασης λόγω H₂ και η ακατάλληλη μερική πλήρης φόρτωση δεν επιτρέπει την επέκταση αυτού του καινοτόμου σεναρίου, παρά τη χαρακτηριστική μείωση του COE (και στα δύο σενάρια) και της εκμηδένισης των εκπομπών σε σύγκριση με το BCS. Έτσι κρίθηκε απαραίτητη η μοντελοποίηση και προσομοίωση (για να ελεγχθεί η βιωσιμότητά του) ενός υβριδικού συστήματος μπαταρίας- H₂-RESS, λόγω των αποτελεσμάτων των S1,S2. Το S3 (μπαταρία μικρότερης χωρητικότητας-P2H2P) είναι το πιο οικονομικό σύστημα για 100% SAM με βάση ΑΕ, με περίοδο έκπτωσης 6,01 ετών (22,8 μήνες μικρότερη από την αντίστοιχη για το S1) και μείωση COE (48,6% έναντι του BCS, ενώ είχαμε μείωση 40,8% για μόνο μπαταρία RESS, βλ. Πίνακα 6.13) αλλά και 33% μείωση της περίσσειας, σε σύγκριση με το 74,9% στο S1. Η αυτονομία του συστήματος στο S3 είναι 80 ώρες με τη μορφή αποθηκευμένου υδρογόνου (177 kg H₂) αντί για 16,3 ώρες στο S1, βλ. Σχ 6.16). Οι περίοδοι απόδοσης του υβριδικού S3 αντί του BCS, η ευαισθησία κόστους ηλεκτρολύτη και FC), καθώς και το κόστος ντίζελ, απεικονίζονται στο Σχ. 6.17.

Πίνακας 6.13 Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για όλα τα σενάρια

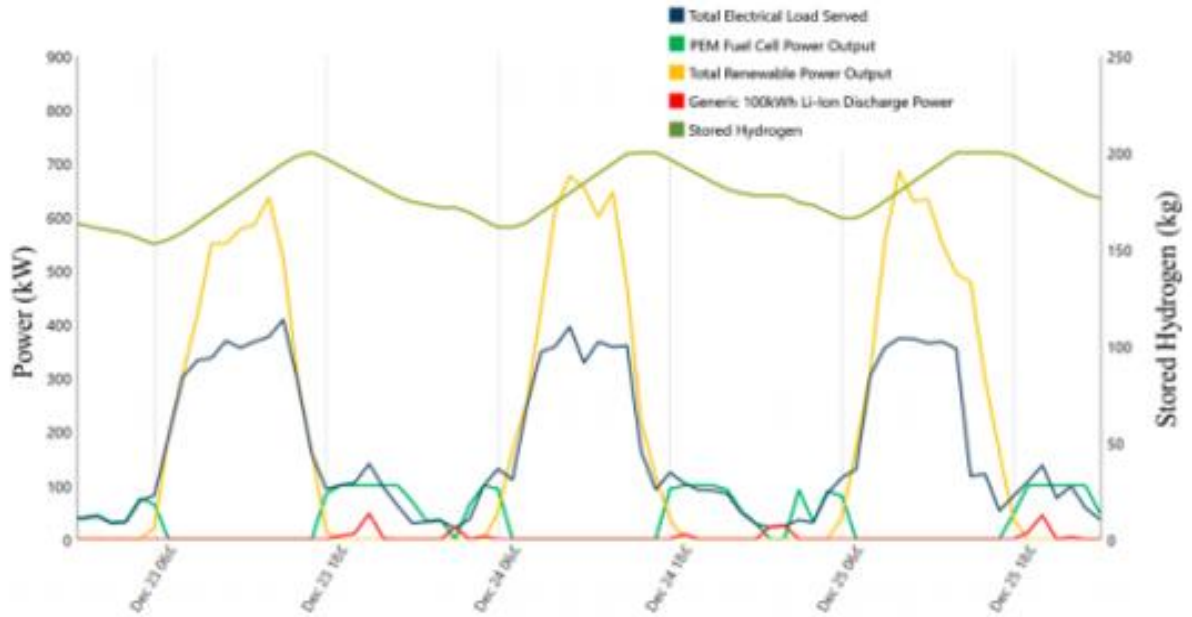
	Results/Scenarios	Base Case Scenario (BCS)	S1	S2	S3
System Component	Optimised Solar PV—direct electric current (DC) Bus (kW)	X	1708	1047	953
	DG1 Capacity (kW)	200	X	X	X
	DG2 Capacity (kW)	200	X	X	X
	Li-ion Battery Capacity (kWh)	X	1700	X	300
	Fuel Cell (FC) Capacity (kW)	X	X	200	100
	Electrolyser Capacity (kW)	X	X	250	250
	H ₂ Tank Capacity (kg)	X	X	300	200
	Converter Capacity (kW)	X	200	200	200
Economics	Net Present Cost (NPC) (millions of \$)	6.27	3.74	4.47	3.23
	Simple Payback Vs BCS (yr)	BCS	6.26	6.7	4.94
	Discounted Payback Vs BCS (yr)	BCS	7.91	8.39	6.01
	Cost of Energy (COE) (life-time of 25 years) (\$)	0.665	0.394	0.474	0.342
	Capital Costs (CAPEX) (millions of \$)	0.20	2.96	2.53	2.30
	Operational Costs (OPEX) (\$/yr)	469,741	58,841	149,880	72,032
RE	Renewable Energy (RE) Frac (%)	0.0	100.0	100.0	100.0
	System Cap. Short (%)	0.00	0.099	0.045	0.052
	Excess Elec (%)	5	74.9	35.2	33
	Excess Elec (kWh/yr)	39,000	2,394,702	803,313	696,087
DG 1	DG1 Operating (hours/yr)	8760	X	X	X
	DG1 Fuel	231,186	X	X	X
	DG1 O&M Cost (\$/yr)	262.8	X	X	X
	DG1 Fuel Cost (\$/yr)	462,373	X	X	X
Hydrogen	FC Operating (hours/yr)	X	X	8757	4282
	FC Prod. (kWh/yr)	X	X	322,991	325,479
	FC H ₂ Fuel (kg/yr)	X	X	14,200	12,839
	FC O&M Cost (\$/yr)	X	X	35,028	8564
	H ₂ Tank Autonomy (kg)	X	X	277	177
	H ₂ Tank Autonomy ⁽¹⁾ (hr)	X	X	120	80
Battery	Battery Autonomy (hr)	X	16.3	X	2.88
	Battery Nominal Capacity (kWh)	X	1700	X	300
	Battery Usable Capacity (kWh)	X	1360	X	240
GHGs	Emissions CO ₂ kg /yr	610,004	0	0	0
	Emissions NO _x /yr	6066	0	0	0
	Emissions SO ₂ kg /yr	1517	0	0	0



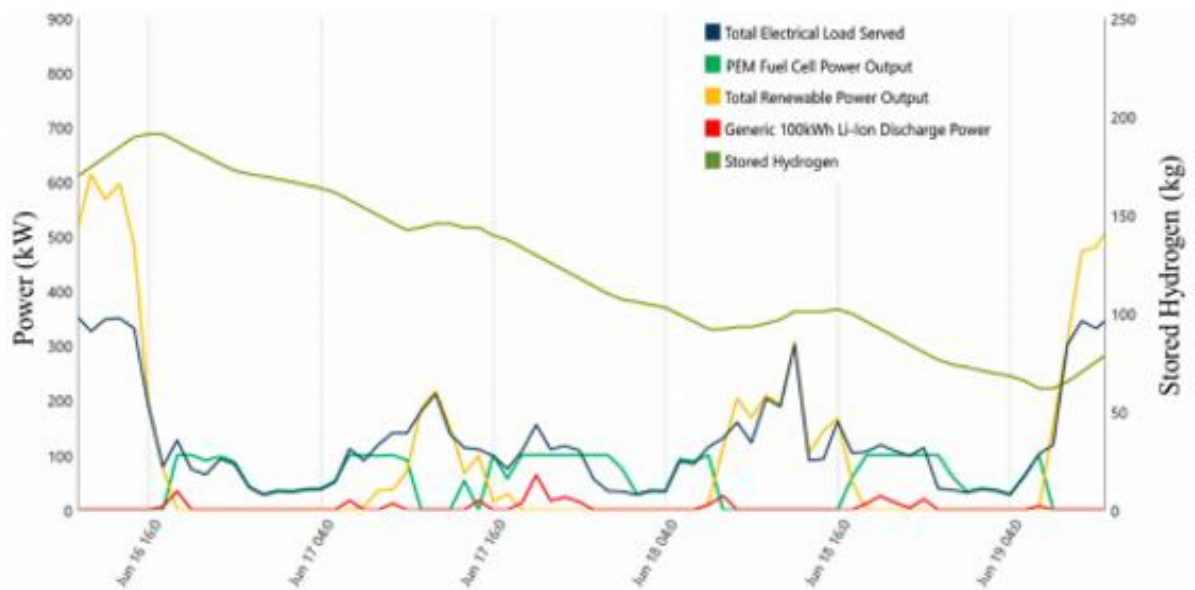
Σχήμα 6.16: Το μηνιαίο επίπεδο της δεξαμενής H₂ και η συχνότητα εμφάνισης



Σχήμα 6.17: Οι περίοδοι απόσβεσης με την κυψελη καυσίμου, του κεφαλαίου του ηλεκτρολύτη και της ευαισθησίας κόστους ντίζελ



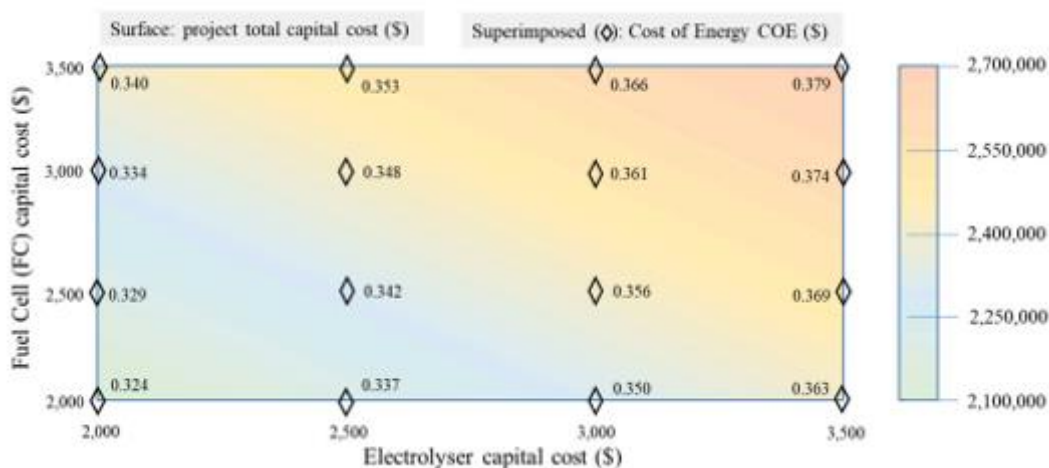
Σχήμα 6.18: Τα στοιχεία του αυτόνομου συστήματος μικροδικτύου σε λειτουργία, για το σενάριο 3 για τον Δεκέμβριο



Σχήμα 6.19: Τα στοιχεία του αυτόνομου συστήματος μικροδικτύου σε λειτουργία, για το σενάριο 3 για τον Ιούνιο

Ο έλεγχος συχνότητας και τάσης (και κατ' επέκταση της ποιότητας ισχύος SAM) επιτυγχάνεται μέσω της συστοιχίας μπαταριών-μετατροπέα DC-AC για το S3. Πετυχαίνοντας την ενσωμάτωση του προσομοιωτή, ο συνδυασμός φωτοβολταϊκών-αποφόρτισης μπαταρίας-ισχύος εξόδου FC (με μεγάλη συμβολή στην τροφοδοσία για πολλές ώρες) καλύπτει το μέγιστο (>99,9%) φορτίο, όπως φαίνεται στο Σχ. 6.18, στο παράδειγμα της πλοκής του Δεκεμβρίου. Λόγω της μεγαλύτερης (8,3 kWh/m²/ημέρα στο Β-Δ του ΠΔ) ακτινοβολίας το Δεκέμβρη έχουμε υψηλά επίπεδα αποθήκευσης H₂

(περίπου 200 kg) το οποίο μετατοπίζει την περίσσεια ενέργειας εποχιακά στις χαμηλές ημερήσιες περιόδους ακτινοβολίας, δηλαδή τον Ιούνιο στα Β-Δ του Π, με 4,08 kWh/m²/ημέρα, βλ. Σχ. 6.19, έχοντας τεράστιο πλεονέκτημα για την αποθήκευση περίσσειας έναντι των μπαταριών, όπως φαίνεται στο Σχ. 6.19. Στο ίδιο σχήμα φαίνεται ο μέσος όρος του χαμηλότερου επιπέδου H₂ που κυμαίνεται μεταξύ 60-80 kg (φαίνεται επίσης στο Σχήμα 6.16), και 18-24 ώρες αυτονομίας συστήματος (0,0391 kg H₂ ανά kWh). Με το μέσο όρο της προσομοίωσης να είναι 177 kg H₂, δηλαδή περίπου 80 ώρες αυτονομίας, όπως φαίνεται στον Πίνακα 6.13. Επίσης, σύμφωνα με τον κατασκευαστή "Nel hydrogen", το νερό του ηλεκτρολύτη (απιονισμένο, με το 3–5% της αποθηκευμένης στο H₂ ή της περίσσειας ενέργειας να χρησιμοποιείται για τον καθαρισμό του) ορίζεται στα 10 L/kg/H₂, με τις ανάγκες του συστήματος εν συνόλω να αναλογούν σε 356,3 λίτρα καθαρού νερού/ημέρα. Η σταθερή τροφοδοσία ελέγχεται από ένα ειδικά σχεδιασμένο σύστημα διαχείρισης ενέργειας για τη βελτιστοποίηση των ωρών εργασίας, των ηλεκτρολυτών, της FC, ώστε να μειωθεί το κόστος λειτουργίας και η διάρκεια ζωής του συστήματος, παρά το γεγονός ότι η βελτιστοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου γίνεται μέσω HOMER. Τα εξαρτήματα P2H2P, το COE στον ηλεκτρολύτη και το κόστος FC ευθύνονται για το μεγαλύτερο κόστος του CAPEX οπότε κρίθηκε αναγκαία μια ανάλυση ευαισθησίας για το σενάριο S3 (βλ. Σχ. 6.20) με το COE αυξάνεται με την αύξηση του κόστους κεφαλαίου FC και του ηλεκτρολύτη.



Σχήμα 6.20: Ευαισθησία του αρχικού κόστους COE και CAPEX για τον ηλεκτρολύτη και την κυψέλη καυσίμου.

Η αποδοτικότητα κόστους αυξάνεται λόγω της κλασικής τάσης μείωσης κόστους του υβριδικού εξαρτήματος μπαταρίας-υδρογόνου RESS για τον στόχο των 100% ΑΕ αυτόνομων συστημάτων μικροδικτύου, με την αποθήκευση H₂ να βοηθά και σε χρήσεις άλλων μορφών ενέργειας, όπως προμήθεια φυσικού αερίου πόλης ή στην κίνηση, πλην της ανθεκτικότητας του συστήματος.

Αυτή η υποθετική μελέτη περίπτωσης έχει διεξαχθεί με βάση τους πραγματικούς πόρους RE, με σχεδόν πραγματικό κόστος κεφαλαίου των στοιχείων και με την υπόθεση σχεδόν πραγματικού προφίλ ημερησίου φορτίου κοινότητας, που στη μελέτη αυτή προκύπτει από το λογισμικό HOMER. Ωστόσο, οποιαδήποτε αλλαγή στο μέσο προφίλ ημερησίου φορτίου θα έχει μικρή επίδραση σε σύγκριση με την τεράστια επίδραση οποιασδήποτε αλλαγής στην περίοδο αιχμής και το πλάτος φόρτωσης. Ως εκ τούτου, αυτό το μοντέλο μελέτης περιπτώσεων μπορεί να αναπαραχθεί σε παρόμοιο προφίλ φορτίου και

μέγιστου φορτίου στην περιοχή. Η αλλαγή της περιοχής ή του ημερήσιου προφίλ φόρτωσης μπορεί να χρησιμοποιήσει το ίδιο προτεινόμενο μοντέλο, αλλά πρέπει να προσομοιώσει εκ νέου το μοντέλο σύμφωνα με τις νέες παραμέτρους εισαγωγής.

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑ

Σε αυτήν την έρευνα, ένα σύνολο σεναρίων 100% με βάση τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (RE) καθορίστηκαν, μοντελοποιήθηκαν και προσομοιώθηκαν για ένα προτεινόμενο αυτόνομο σύστημα μικροδικτύου (SAM). Ένα σύστημα με βάση τις μπαταρίες, ένα με βάση το υδρογόνο και ένα με τον υβριδικό συνδυασμό αυτών αξιολογήθηκαν και συγκρίθηκαν με το συμβατικό σύστημα SAM που βασίζεται στη DG. Η αξιολόγηση όλων των προτεινόμενων σεναρίων έδειξε ότι το υβριδικό σύστημα RESS (S3) μπαταριών-υδρογόνου (S3) είναι μια πολλά υποσχόμενη καινοτόμος προσέγγιση για συστήματα SAM για 100% ανανεώσιμη ενέργεια. Η προσομοίωση αυτού του υβριδικού συστήματος αποκάλυψε ότι έχει το λιγότερο NPC και COE κατά τη διάρκεια ζωής του έργου των 25 ετών. Επιπλέον, αποκόπτει λιγότερη περίσσεια ενέργειας σε σύγκριση με το σύστημα αποθήκευσης με βάση την μπαταρία, ενώ επεκτείνει την αυτονομία του συστήματος στη μορφή αποθηκευμένου H₂. Η πολλά υποσχόμενη περίοδος αποπληρωμής των έξι ετών καθιστά αυτό το σύστημα μια γεμάτη προσδοκίες και οικονομικά αποδοτική επιλογή για τη μετάβαση προς τα 100% συστήματα RE SAM. Το προτεινόμενο και αξιολογούμενο μοντέλο μπορεί να αναπαραχθεί μέσα σε ένα παρόμοιο προφίλ φορτίου με αντίστοιχους διαθέσιμους πόρους ανανεώσιμης ενέργειας, αλλά χρειάζεται εκ νέου προσομοίωση για οποιαδήποτε αλλαγή στα δεδομένα εισαγωγής. Απαιτείται όμως περισσότερη αξιολόγηση για τη βέλτιστη χρήση της περίσσειας RE και τη δυνατότητα αξιοποίησης του αποθηκευμένου υδρογόνου με ένα τρόπο σκέψης για την εξοικονόμηση του νερού, π.χ. χρησιμοποιώντας την περίσσεια ανανεώσιμης ενέργειας για πόσιμο νερό με αντίστροφη όσμωση και το αποθηκευμένο υδρογόνο ως άμεσο καύσιμο για θέρμανση, μαγείρεμα και μεταφορά.

6.4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΤΗΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΕ ΑΙΟΛΙΚΟ/ΗΛΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΤΗ ΛΙΜΝΗ ΒΑΪΚΑΛΗ

Η έρευνα που παρουσιάζεται παρακάτω πραγματεύεται τη μελέτη ενός πράσινου συστήματος τροφοδοσίας (χωρίς εκπομπές CO₂ δηλαδή) στη λίμνη Baikal, που περιλαμβάνει φωτοβολταϊκούς μετατροπείς, ανεμογεννήτριες, μπαταρίες για αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και σύστημα παραγωγής, αποθήκευσης και χρήσης ενέργειας υδρογόνου για τα μέγιστα φορτία των 10 kW και 100 kW. Η συνδυασμένη χρήση αιολικής και ηλιακής ενέργειας με την ταυτόχρονη αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και H₂ κρίνεται πλήρως αποτελεσματική βάση των υπολογισμών, ενώ ταυτόχρονα αποδεικνύεται η υπεροχή της αποθήκευσης του H₂ έναντι της πιο αποτελεσματικής για βραχυπρόθεσμα διαστήματα ηλεκτρικής ενέργειας [3ω].

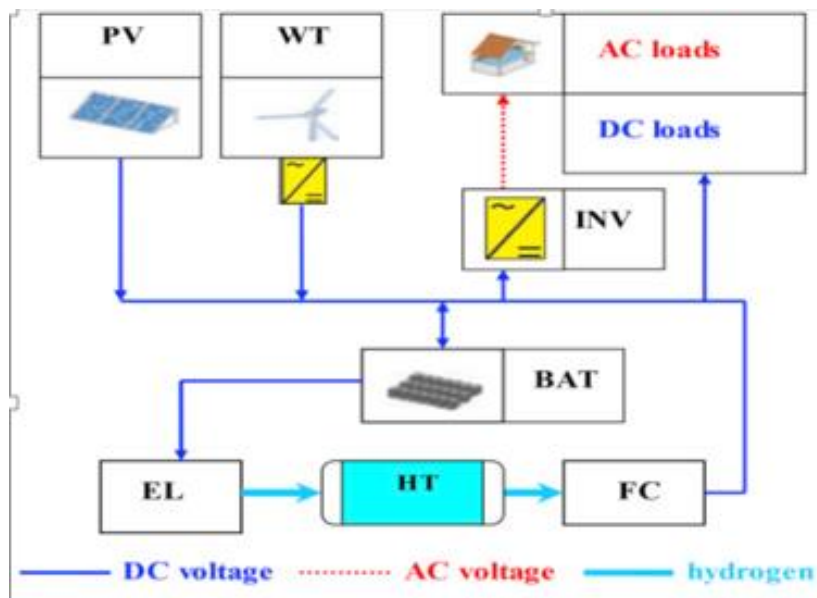
Η ενεργειακή απόδοση της τεχνολογίας των σταδίων *ανανεώσιμη πηγή ενέργειας - ηλεκτρική ενέργεια - υδρογόνο - ηλεκτρική ενέργεια - τελική ενέργεια* είναι σαφώς χαμηλότερη (λόγω απωλειών κατά τη μετάβαση στα επιμέρους στάδια) από αυτήν της

τεχνολογίας με τα στάδια *ανανεώσιμη πηγή ενέργειας - ηλεκτρική ενέργεια - τελική ενέργεια*. Ταυτόχρονα, οι συνθήκες παραγωγής- κατανάλωσης ενέργειας έχουν κρίσιμο ρόλο στην αξιολόγηση της σχέσης κόστους-αποτελεσματικότητας, και κατ' επέκταση της απόδοσης χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας ή H_2 . Αν, για παράδειγμα, η παραγωγή και η κατανάλωση ενέργειας συμπίπτουν στο χρόνο, η ενεργειακή απόδοση μειώνεται εξαιτίας των δύο επιπλέον σταδίων της ηλεκτρικής ενέργειας (μετατροπή σε υδρογόνο και αντίστροφα), γεγονός βέβαια που δε συμβαίνει συχνά σε αυτόνομα ενεργειακά συστήματα με ΑΠΕ, λόγω (ενίοτε) ανεπαρκούς ή υπερβολικής παραγωγής ενέργειας, με την αξιοπιστία του τροφοδοτικού να επέρχεται μέσω της χρήσης συστημάτων αποθήκευσης (ηλεκτρικών ή H_2). Όσον αφορά τις μονάδες ντίζελ, το κόστος καυσίμου αυξάνεται λόγω (τεχνικής) αδυναμίας δημιουργίας αντιγράφων ασφαλείας της χωρητικότητας των ΑΠΕ, με αποτέλεσμα το μεγαλύτερο μέρος της παραγόμενης-από αυτές-ενέργειας να μην αξιοποιείται. Επιπλέον, υπάρχουν ειδικά προστατευόμενες φυσικές περιοχές όπου απαγορεύεται η χρήση ορυκτών καυσίμων. Όπως έχουμε τονίσει και στα προηγούμενα κεφάλαια, το συγκριτικό πλεονέκτημα της μακροπρόθεσμης αποθήκευσης ενέργειας με τη μορφή H_2 και της ποιότητας ισχύος που απορρέει από αυτήν καθιστούν αυτή τη λύση φθηνότερη, για περίοδο αποθήκευσης 50-110 ωρών, ενώ η βραχυπρόθεσμη (μερικές ώρες) αποθήκευση βοηθά στην αποθήκευση παραγόμενης ενέργειας από Α/Γ (με 3-5 μέρες χρόνο αυτόνομης τροφοδοσίας για το σχεδιασμό αιολικού-ηλιακού συστήματος), δηλαδή στο βέλτιστο σχεδιασμένο σύστημα συνυπάρχουν και οι δύο μορφές αποθήκευσης. Η μελέτη [3α1] (μέσω γενετικών αλγορίθμων [3α2], τεχνητής νοημοσύνης [3α3], νευρωνικών δικτύων [3α4] κ.ά) των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας με H_2 με στόχο την αξιολόγηση της αναπτύσσεται έντονα τον τελευταίο καιρό. Ταυτόχρονα, το λογισμικό HOMER (με κύριο στόχο τη μοντελοποίηση της λειτουργίας και τη βελτιστοποίηση των παραμέτρων ενός συστήματος) επιλύει το πρόβλημα της αξιολόγησης κόστους-αποτελεσματικότητας υβριδικών ΑΠΕ. Με βάση τα παραπάνω και για να διαθέτουμε περισσότερες πληροφορίες για τη μελέτη στη λίμνη Baikal, ερευνώνται διάφορα συστήματα ανά περιοχές, όπως στην Τεχεράνη (σύστημα αιολικών-φωτο-ντίζελ με ηλεκτρολύτη, μπαταρία και αποθήκευση H_2 , με το μεγαλύτερο μέρος της ηλεκτρικής ενέργειας να παρέχεται από Α/Γ) [3 α5], το νησί Bozcaada στην Τουρκία (υβριδικό αιολικό-PV- H_2 σύστημα, με δύο Α/Γ που παράγουν το 70% ηλεκτρικής ενέργειας, φωτοβολταϊκά (20% της συνολικής παραγωγής) [3α6], ηλεκτρολύτη, κυψέλη καυσίμου, μετατροπέα και δεξαμενή υδρογόνου ΑΕ), ενώ και στην πόλη Oshawa στον Καναδά η χρήση ενέργειας από FC και η αποθήκευση H_2 στο υβριδικό σύστημα είναι αποτελεσματικές [3α7]. Συνάγεται λοιπόν το συμπέρασμα ότι από οικονομικής απόψεως (στη βάση της οποίας θα γίνει και η μελέτη για τη λίμνη Baikal), το σύστημα φωτοβολταϊκών-αιολικών (64% της συνολικής παραγωγής)-FC- H_2 υπερέχει, έχοντας ελάχιστο NPC, εφόσον δε δίνεται βάση στις τεχνικές πτυχές του υβριδικού ενεργειακού συστήματος (ΑΠΕ και ηλεκτρολύτης+δεξαμενή H_2 +FC). Στη συγκεκριμένη μελέτη, οι στρατηγικές διαχείρισης ενέργειας (μέσω βελτιστοποίησης) καθορίζονται και ποικίλλουν, ώστε να ερευνηθεί η βέλτιστη δομή ενός αυτόνομου ενεργειακού συστήματος από ΑΠΕ και αποθήκες ενέργειας (και οι σχέσεις αυτών), σε περιοχή όπου η χρήση ορυκτών καυσίμων είναι αδύνατη, με συγκεκριμένο χαρακτηριστικό της έρευνας είναι η χρήση ενός μοντέλου

βελτιστοποίησης για να δειχτεί η ενσωμάτωση των τεχνολογιών αποθήκευσης σε αυτό. Πραγματοποιήθηκε μελέτη περίπτωσης για το κεντρικό τμήμα της λίμνης Baikal (μνημείο παγκόσμιας κληρονομιάς) στην περιοχή του Ιρκούσκ.

6.4.1 ΣΧΕΔΙΟ ΑΥΤΟΝΟΜΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Θεωρούμε ένα περιβαλλοντικά καθαρό σύστημα τροφοδοσίας που αποτελείται από Α/Γ, φωτοβολταϊκά, μπαταρίες για αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και ένα σύστημα παραγωγής, αποθήκευσης και μετατροπής H_2 σε ηλεκτρική ενέργεια (Σχ.6.21).



Σχήμα 6.21: Σύστημα παροχής ισχύος με ενεργειακή αποθήκευση και αποθήκευση H_2 . Ακρωνύμια: WT-τουρμπίνες ανέμου (με AC/DC μετατροπείς), PV-φωτοβολταϊκά μοντέλα, BAT-μπαταρίες για ηλεκτρική ενεργειακή αποθήκευση με ελεγκτές φόρτισης, EL-ηλεκτρολύτες, HT-δεξαμενή υδρογόνου, FC-κυψέλες καυσίμου, INV-αντιστροφέας.

Υπάρχουν χρονικές στιγμές όταν οι Α/Γ και τα φωτοβολταϊκά παράγουν μια περιττή ποσότητα ισχύος που υπερβαίνει τη ζήτηση, η οποία αποθηκεύεται είτε στις μπαταρίες είτε στο σύστημα H_2 , που παράγεται από ηλεκτρολύτες, αποθηκεύεται στη δεξαμενή και χρησιμοποιείται από τις FC για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας όταν η παραγωγή ενεργειακών πηγών και μπαταριών δεν επαρκεί για την παροχή ισχύος στους καταναλωτές.

6.4.2 ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ

Το μοντέλο βελτιστοποίησης (με ελαχιστοποίηση προεξοφλημένου κόστους κατασκευής και λειτουργίας και ελαχιστοποίηση του NPC) που εφαρμόζεται στη συγκεκριμένη μελέτη του αυτόνομου ενεργειακού συστήματος με ΑΠΕ και αποθήκες ενέργειας δεν απαιτεί προκαταρκτική ρύθμιση των συνθηκών λειτουργίας των στοιχείων του συστήματος (σε αντίθεση με άλλα μοντέλα που υπολογίζουν το κόστος ανά στάδια παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας) ή αλγόριθμο για την εναλλαγή ενέργειας, ο οποίος θα απαιτούσε μονό τύπο αποθήκευσης και για απλή διαμόρφωση ενεργειακού συστήματος, τη στιγμή που η συγκεκριμένη μελέτη εξετάζει σύνθετα ενεργειακά συστήματα με ταυτόχρονη παραγωγή και αποθήκευση ενεργειακών φορέων (η εναλλαγή ροής καθορίζεται από τη βελτιστοποίηση) διαφορετικών τύπων (ηλεκτρική ενέργεια, υδρογόνο, συνθετικό αέριο, συνθετικό υγρό καύσιμο κ.λπ.). Ακριβώς επειδή έπρεπε να διατίθενται ταυτόχρονα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και H_2 , χρησιμοποιήθηκε αλγόριθμος βελτιστοποίησης του γενικού συστήματος αλγεβρικών μοντέλων (GAMS). Τέλος, το χρονικό βήμα μιας ώρας καθορίστηκε (μέσω πειραματικών δεδομένων) συναρτήσει της μεταβλητότητας της παροχής ηλιακής και αιολικής ενέργειας.

Αρχικά, καθορίζονται οι λίστες των πόρων πρωτογενούς, δευτερευούσης και τελικής ενέργειας (J_1 , J_2 και J_3 αντίστοιχα) και οι τεχνολογίες των ενεργειακών σταθμών δύο τύπων: α) για μετατροπή ενέργειας (μεταφορά) και β) για αποθήκευση ενέργειας (φορέας ενέργειας). Στα εργοστάσια μετατροπής οι J_1, J_2 μετατρέπονται σε J_3 ή/και σε δευτερεύουσα ενέργεια άλλου τύπου, η οποία αποθηκεύεται για περαιτέρω χρήση. Η λειτουργία ξεκινά ορίζοντας ένα χρονικό βήμα Δt . Τη στιγμή t ($t = 0, 1, 2, \dots, T$) έχουμε χωρητικότητα της i -th μονάδας μετατροπής ενέργειας $N_{it} \leq \bar{N}_i$ (όπου \bar{N}_i είναι η εγκατεστημένη χωρητικότητα). Για κάθε μονάδα μετατροπής ενέργειας ($i \in I$) καθορίζονται οι συντελεστές: α_{ij} είναι η συγκεκριμένη (ανά μονάδα χωρητικότητας) κατανάλωση του ενεργειακού πόρου j -th και β_{ik} είναι η ειδική παραγωγή του ενεργειακού τύπου k -th.

Τη χρονική στιγμή t το δευτερεύον απόθεμα ενέργειας στην αποθήκευση j -th είναι $Q_{jt} \leq \bar{Q}_j$ (όπου \bar{Q}_j είναι η χωρητικότητα αποθήκευσης). Για κάθε τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας ($j \in J_2$) καθορίζεται η απόδοση η_j των απωλειών αποθήκευσης ενέργειας. Επιπλέον, για όλες τις τεχνολογίες ($i \in I \cup J_2$) οι καθορισμένες παράμετροι περιλαμβάνουν: k_i οι συγκεκριμένες κεφαλαιουχικές επενδύσεις (ανά μονάδα εγκατεστημένης χωρητικότητας, για συσκευή αποθήκευσης-χωρητικότητας), μ_i το ετήσιο σταθερό λειτουργικό κόστος (μερίδιο των επενδύσεων κεφαλαίου) και ΔT_i η διάρκεια ζωής του σταθμού. Στόχος η εύρεση του συνολικού μειωμένου κόστους για την τελική παραγωγή ενέργειας (το ελάχιστο της κατωτέρω συνάρτησης):

$$Z = \sum_{i \in I} (F_i + \mu_i) k_i \bar{N}_i + \sum_{j \in J_2} (F_j + \mu_j) k_j \bar{Q}_j + \frac{H}{T} \sum_{t=1}^T \sum_{j \in J_1} p_j \sum_{i \in I} N_{it} \alpha_{ij} \rightarrow \min \quad (6.6)$$

με συγκεκριμένους περιορισμούς στην κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας, την τελική παραγωγή ενέργειας, τα δευτερεύοντα ενεργειακά ισοζύγια και τους περιορισμούς στις μεταβλητές.

Εδώ: $F_i = \ln(1 + d) / [1 - (1 + d)^{-\Delta T_s}]$ (6.7) είναι ο συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου με ετήσιο προεξοφλητικό επιτόκιο d , $H=8760$ h/έτος, p_j - τιμή του πόρου πρωτογενούς ενέργειας. Οι μεταβλητές απόφασης είναι οι εγκατεστημένες \bar{N}_i και οι τρέχουσες N_{it} ικανότητες μονάδων μετατροπής ενέργειας, τα δευτερεύοντα ενεργειακά αποθέματα σε αποθήκες Q_{jt} και οι χωρητικότητές τους \bar{Q}_j , καθώς και οι ροές ενέργειας που θα αποθηκευτούν. Οι εξωτερικές φυσικές συνθήκες δεν επιτρέπουν τη βελτιστοποίηση της στοχαστικότητας της λειτουργίας των ΑΠΕ.

6.4.3 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΕΝΟΣ ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟΥ ΕΡΕΥΝΑΣ

Στο Εθνικό Πάρκο Baikal (470 km μορφή στενής γραμμής της δυτικής ακτής της λίμνης Baikal, έκταση 417.297 εκτάρια και πληθυσμό περίπου 15 χιλιάδων ανθρώπων, με περίπου 400 χιλιάδες επισκέπτες ετησίως), αρκετές περιοχές του κεντρικού τμήματος της λίμνης παραμένουν εκτός δικτύου (με προβλήματα σύνδεσης λόγω γεωγραφικά διασπαρμένων καταναλωτών και χαμηλών ηλεκτρικών φορτίων) παρότι το μεγαλύτερο νησί της λίμνης (Olkhon, το 2005) συνδέθηκε με τη γραμμή μεταφοράς υψηλής τάσης ενός κεντρικού συστήματος τροφοδοσίας.

6.4.4 ΗΛΕΚΤΡΙΚΑ ΦΟΡΤΙΑ

Θεωρώντας 4200-4500 ετήσιες ώρες χρήσης, τα ηλεκτρικά φορτία υπολογίστηκαν από 3 έως 10 kW (μεμονωμένες αγροτικές κατοικίες και μικρές εκμεταλλεύσεις) έως 20–100 kW (οικισμοί με ατομική και δημόσια κατανάλωση), με μέγιστα 10 και 100 kW το βράδυ (τέτοια μη ομοιομορφία είναι χαρακτηριστική της πλειονότητας παρόμοιων αυτόνομων ενεργειακών συστημάτων).

6.4.5 ΚΛΙΜΑΤΙΚΕΣ ΣΥΝΘΗΚΕΣ

Τη νύχτα ο άνεμος φυσάει εκτός ξηράς (με 1,5 ασθενέστερη αύρα απ' ότι τη μέρα αλλά γίνεται μεγαλύτερη τα μεσάνυχτα του χειμώνα και μειώνεται το απόγευμα) και κατά τη διάρκεια της ημέρας στην ξηρά, τις ήρεμες περιόδους να πραγματοποιούνται στις 7-9 π.μ. και 7-9 μ.μ. τοπικής ώρας και τη μέγιστη ταχύτητα να παρατηρείται στις 13:00. Η ηλιακή ακτινοβολία είναι η μεγαλύτερη το μεσημέρι (660 W / m² το καλοκαίρι). Δεδομένου ότι η διάρκεια των συνεχών συνθηκών χωρίς ήλιο/χωρίς άνεμο, είναι το βασικός προβληματισμός (χωρίς αντίστοιχα δεδομένα στη βιβλιογραφία), μέσω μετρήσεων για τη λειτουργία πιλοτικών ΑΠΕ φάνηκε ότι η «ακινητοποίηση» δεν υπερβαίνει τις 3 ημέρες. Στο κεντρικό τμήμα της λίμνης Baikal, η μακροπρόθεσμη μέση ταχύτητα ανέμου ανέρχεται σε 3–5 m/s και η ετήσια ηλιακή μόνωση της οριζόντιας επιφάνειας σε 1280–1300 kWh/m². Η μείωση της μέσης μηνιαίας ταχύτητας του ανέμου αντισταθμίζεται από την αύξηση της ηλιακής ακτινοβολίας και αντιστρόφως,

δημιουργώντας αρνητική συσχέτιση με την πιθανότητα εμπιστοσύνης 95% μεταξύ της ετήσιας διακύμανσης αυτών, τονίζοντας έτσι τη σκοπιμότητα της ταυτόχρονης χρήσης αιολικής και ηλιακής ενέργειας σε αυτές τις περιοχές. Η επιλογή χρονικού διαστήματος δύο εβδομάδων με ένα βήμα 1 ώρας οδήγησε στη μοντελοποίηση των παραλλαγών των μεταβλητών με την πάροδο του χρόνου (μέσω των μετρήσεων της ταχύτητας του ανέμου και της ηλιακής ακτινοβολίας). Η εποχιακή ποικιλία σε φορτίο, ταχύτητα ανέμου και ηλιακή ακτινοβολία παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.14.

Πίνακας 6.14.Εποχιακή ποικιλία σε φορτίο, ταχύτητα ανέμου και ηλιακή ακτινοβολία

	Winter	Spring	Summer	Autumn	Year
Maximum load, %	100	80	70	90	100
Average load, % of annual maximum	60	50	40	50	50
Average wind speed (at a height of 10 m), m/s	7	4	3	6	5
Solar insolation, kWh/m²	120	440	520	220	1300

6.4.6 ΤΕΧΝΙΚΑ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ

Ο Πίνακας 6.15 παρουσιάζει τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά των εξαρτημάτων του συστήματος τροφοδοσίας (επενδύσεις κεφαλαίου, λειτουργικό κόστος, διάρκεια ζωής και αποδοτικότητα) με βάση τα δημοσιευμένα δεδομένα. Η ποικιλία των χαρακτηριστικών οφείλεται στις διαφορετικές τεχνολογίες και χωρητικότητες. Για παράδειγμα, οι κεφαλαιουχικές επενδύσεις σε ανεμογεννήτριες 10 kW είναι 1,5-2 φορές υψηλότερες από τις μονάδες των 100 kW, τη στιγμή που οι φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις διαμορφώνονται από τις μονάδες χαμηλής χωρητικότητας ίσου κόστους (χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η έκπτωση για μαζική αγορά ηλιακών συλλεκτών), ελαχιστοποιώντας έτσι αυτήν την εξάρτηση. Έτσι, βασική επιρροή των επενδύσεων κεφαλαίου είναι ο βοηθητικός εξοπλισμός, όπως στα συστήματα χαμηλής χωρητικότητας (1-3 kW), τα στοιχεία του συστήματος όπως ο ελεγκτής φόρτισης, ο ελεγκτής αστραπής, τα καλώδια σύνδεσης, οι ηλεκτρικές συσκευές προστασίας και οι διακόπτες κυκλώματος που διαδραματίζουν ουσιαστικό ρόλο στη δομή του κόστους, κάτι που με την αύξηση της χωρητικότητας του συστήματος (100 kW και υψηλότερη) μειώνεται. Αυτή τη στιγμή διαθέτουμε ηλιακά πάνελ με τιμή μονάδας 1000 \$ / kW και απόδοση άνω του 15% .Η εξάρτηση της ισχύος εξόδου από την ταχύτητα του ανέμου για την Α/Γ αφορά Α/Γ Aeolos WT (ταχύτητα εκκίνησης $V_0 = 3$ m/s, ονομαστική ταχύτητα $V_n = 10$ m/s, μέγιστη ταχύτητα ανέμου $V_m = 25-50$ m/s, ύψος πύργου WT 12 m-24 m για φορτίο 10 kW-100 kW αντίστοιχα, με τιμή 1800-2000 \$ / kW, κόστος ελεγκτών WT - 120-170 \$ / kW, ενώ για το H₂ έχουμε πίεση δεξαμενής 10 bar και ετήσιο προεξοφλητικό επιτόκιο 10%.

Πίνακας 6.15. Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά για τα στοιχεία του συστήματος παροχής ισχύος(με βάση τα δημοσιευμένα δεδομένα)

Components	Specific investments, \$/kW ^a	O&M, % of investments	Efficiency, %	Lifetime, years
WT	1000-4400	1.5-5	25-40	20-25
PV	725-7500	1-2	11-16	20-25
Electrolyzer	740-3500	1-5	65-82	10-20
FC	1840-6000	2-3.5	30-70	5-20
Inverter	30-713	1-2	90-95	10-20
Battery	53-745 ^a	1-2	85-95	5-10
Hydrogen tank	11-31 ^a	1-2.5	95-100	10-20

Note:

^a \$/kWh for battery and hydrogen tank.

Πίνακας 6.16. Βέλτιστη κατασκευή του συστήματος παροχής ισχύος(10kW)

	Installed capacities, kW					Storage capacities, kWh	
	WT	PV	EL	FC	INV	BAT	HT
Current characteristics							
With hydrogen	33	47	3	6	10	77	942
Without hydrogen	25	68	0	0	10	342	0
Prospective characteristics							
With hydrogen	40	22	7	7	100	58	1276
Without hydrogen	25	68	0	0	100	343	0

Note: The average long-term wind speed is 3 m/s and the yearly incoming solar radiation on a horizontal surface is 1250 kWh/m².

Πίνακας 6.17. Βέλτιστη κατασκευή του συστήματος παροχής ισχύος(100kW)

	Installed capacities, kW					Storage capacities, kWh	
	WT	PV	EL	FC	INV	BAT	HT
Current characteristics							
With hydrogen	200	45	38	73	100	674	10,393
Without hydrogen	200	140	0	0	100	3644	0
Prospective characteristics							
With hydrogen	200	73	61	84	100	428	10,658
Without hydrogen	200	150	0	0	100	3616	0

Note: The average long-term wind speed is 5 m/s and the yearly incoming solar radiation on a horizontal surface is 1300 kWh/m².

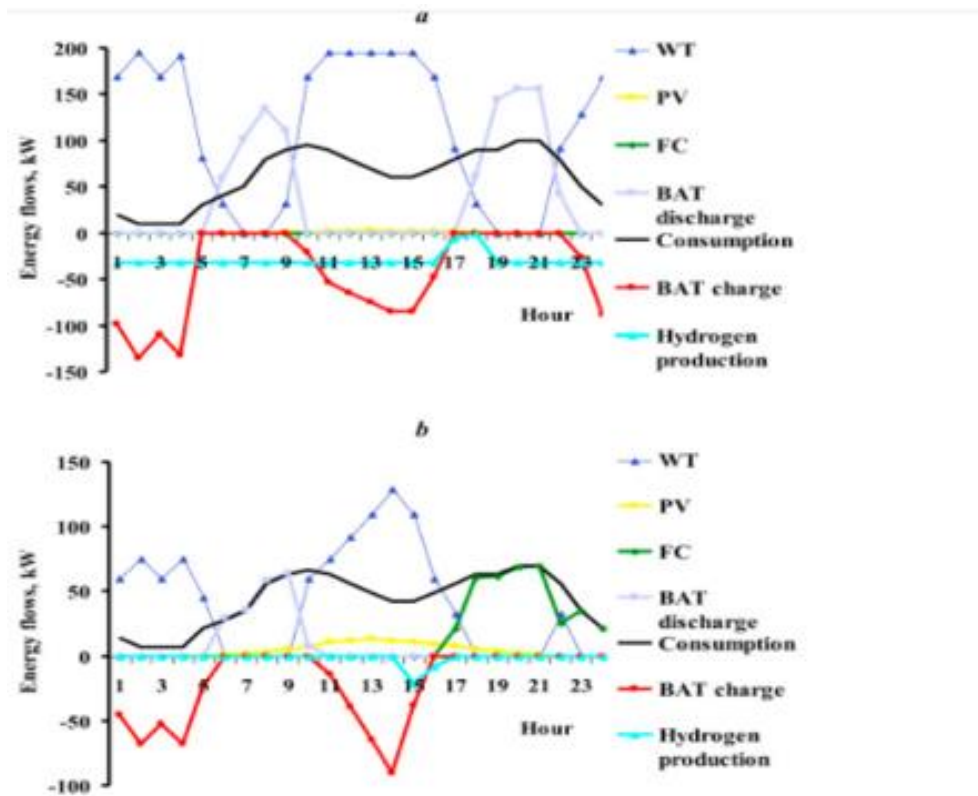
Πίνακας 6.18. Εξοικονόμηση χρημάτων εξαιτίας της παραγωγής και αποθήκευσης H₂

Variant	Costs ^a , thousand \$/year	Saving (current characteristics), %	Saving (estimated characteristics), %
10 kW	35.7 (28.1)	12.0	28.2
100 kW	196.2 (134.6)	31.0	50.0

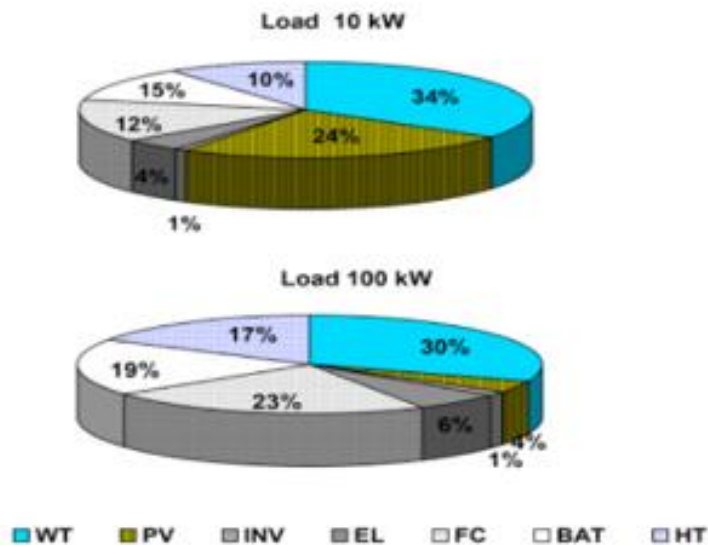
Note:

a

Costs with hydrogen for the current and estimated (in brackets) technical and economic characteristics.



Σχήμα 6.22: Ροές ενέργειας σε (α) χειμωνιάτικη κι (β) καλοκαιρινή μέρα Σημειολογία: WT- τουρμπίνες του αιολικού, PV-φωτοβολταϊκά πάνελ, FC-κυψέλες καυσίμου, BAT-μπαταρίες για αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας



Σχήμα 6.23: Συνεισφορά των στοιχείων του συστήματος στη συνολική μείωση του κόστους. Σημειολογία: WT- τουρμπίνες του αιολικού, INV-αντιστροφέας, EL-ηλεκτρολύτης, PV-φωτοβολταϊκά πάνελ, FC-κυψέλες καυσίμου, BAT-μπαταρίες για αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, HT-δεξαμενή υδρογόνου

Σε όλες τις παραλλαγές με χρήση H_2 , η μπαταρία μπορεί να δουλεύει στο μέγιστο επίπεδο φορτίου και χωρητικότητας για όχι περισσότερο από 8 ώρες (βλ. Πίνακα 6.16, Πίνακα 6.17). Στις περιπτώσεις μακροπρόθεσμης αποθήκευσης ενέργειας (περίπου 100 ώρες) όπως προείπαμε το H_2 είναι σαφώς οικονομικότερο στην παραγωγή, αποθήκευση και μετατροπή σε ηλεκτρική ενέργεια (βλ. Πίνακα 6.18). Ο Πίνακας 6.18 παρουσιάζει την εξοικονόμηση κόστους (12-31% αυτή τη στιγμή, φτάνοντας έως και το 50% με άλλα χαρακτηριστικά), συγκρίνοντας το συνολικό προεξοφλημένο κόστος με και χωρίς αποθήκευση H_2 , ενισχύοντας το παραπάνω συμπέρασμα. Ωστόσο, η παραγωγή και αποθήκευση H_2 δε θα ήταν αναγκαία σε περίπτωση μη ακινησίας ενέργειας, καθώς το φορτίο καλύπτεται επαρκώς για ώρες και δύναται να αποθηκευτεί μέσω της χρήσης WT, PV και BAT, κάνοντας το ένα πολύ οικονομικό σενάριο. Στην περίπτωση μας βέβαια, η ικανότητα αποθήκευσης και παραγωγής στην HT αυξάνεται, με παράλληλη βελτίωση των χαρακτηριστικών του συστήματος H_2 (ηλεκτρολύτες, στοιχεία καυσίμου, υδρογόνο δεξαμενές) όσο διαρκεί η ακινησία ενέργειας (με διακοπή WT και έλλειψη φωτοβολταϊκής παραγωγής για 2-3 ημέρες). Το H_2 προκρίνεται ως βέλτιστη λύση λόγω της αποτελεσματικότητάς του σε επίπεδο ημερών, σε αντίθεση με την υπεροχή των μπαταριών όσον αφορά την βραχυπρόθεσμη (λίγες ώρες με μέγιστη ισχύ) αποθήκευση. Η παραγωγή ενέργειας από WT, PV και FC και η ροή ενέργειας από τις μπαταρίες, στις μπαταρίες και στη δεξαμενή H_2 για χειμερινές και καλοκαιρινές μέρες παρουσιάζονται στο Σχ. 6.22. Στη χειμερινή μέρα, έχουμε υπέρβαση φορτίου λόγω υψηλής ταχύτητας ανέμου στην έξοδο WT, με την πλεονάζουσα ισχύ να χρησιμοποιείται για παραγωγή H_2 και πλήρωση της HT, χωρίς χρήση FC, ενώ παρατηρείται διακοπή λειτουργίας για 1-2 ώρες δύο φορές τη μέρα, η οποία αντισταθμίζεται από μπαταρίες, σε αντίθεση με τη θερινή ημέρα που οι διακοπές στη λειτουργία WT είναι μεγαλύτερες. Εδώ, η τροφοδοσία ρεύματος από την αποθήκευση αντισταθμίζει τη μικρότερη διακοπή και οι FC αντισταθμίζουν τη μεγαλύτερη λόγω του αποθηκευμένου H_2 από τις προηγούμενες περιόδους. Στην περίπτωση των 10 kW (βλ. Σχ. 6.23), τα WT και τα Φ / Β συμβάλλουν κυρίως στο κόστος, όπου λόγω των πολύ χαμηλότερων ειδικών επενδύσεων κεφαλαίου τα δεύτερα να είναι ανταγωνιστικά με τα πρώτα, τα οποία όμως είναι απαραίτητα για την κάλυψη του φορτίου σε περίπτωση διακοπών κατά τη διάρκεια της νύχτας ή σε περιόδους χαμηλής ηλιακής ακτινοβολίας. Βέβαια, χωρητικότητα των συστημάτων αποθήκευσης αυξάνεται απότομα (όπως και το κόστος) σε περίπτωση χρήσης μόνο PV. Όσον αφορά τα 100 kW, έχουμε μεγαλύτερη διείσδυση των Α/Γ λόγω συνθηκών ανέμου και μεγαλύτερη χρήση FC με χαμηλότερα κόστη παραγωγής H_2 λόγω της μείωσης των επενδύσεων σε WT και ηλεκτρολύτες, με τα PV να διαδραματίζουν συμπληρωματικό ρόλο.

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑ

Η διεξαχθείσα έρευνα επικεντρώθηκε σε ένα περιβαλλοντικά καθαρό σύστημα τροφοδοσίας στην περιοχή της λίμνης Βαϊκάλης για τα μέγιστα φορτία 10 και 100 kW. Το σύστημα περιλαμβάνει φωτοβολταϊκές μονάδες, ανεμογεννήτριες, μπαταρίες για αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και ένα σύστημα παραγωγής, αποθήκευσης και μετατροπής υδρογόνου σε ηλεκτρική ενέργεια. Οι υπολογισμοί στο μαθηματικό μοντέλο βελτιστοποίησης έδειξαν την αποτελεσματικότητα της από κοινού χρήσης αιολικής και ηλιακής ενέργειας στις εξεταζόμενες περιοχές με την ταυτόχρονη αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας-H₂. Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας είναι η πιο αποτελεσματική κατά τη διάρκεια μικρών χρονικών διαστημάτων (έξοδος ισχύος κατά τη διάρκεια αρκετών ωρών). Με την αύξηση της διάρκειας των συνεχών συνθηκών χωρίς αέρα και χωρίς ήλιο έως και αρκετές ημέρες, η αποθήκευση υδρογόνου γίνεται πιο οικονομική. Η οικονομική επίδραση της αποθήκευσης H₂ στο εξεταζόμενο σύστημα παροχής ενέργειας αποδείχθηκε σημαντική, όντας στο 12-31% με τα τρέχοντα χαρακτηριστικά του συστήματος υδρογόνου και εκτιμάται να φτάσει το 50% με την ανάπτυξη των τεχνικών και οικονομικών χαρακτηριστικών των ηλεκτρολυτών, των κυψελών καυσίμου και των δεξαμενών υδρογόνου στα μελλοντικά 10-15 χρόνια.

6.5 ΜΙΑ ΜΕΛΕΤΗ ΤΗΣ ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΟ ΥΔΡΟΓΟΝΟ ΣΕ ΑΠΟΜΑΚΡΥΣΜΕΝΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ

Παράρτημα 6.2. Ακρωνύμια

Acronyms and abbreviations

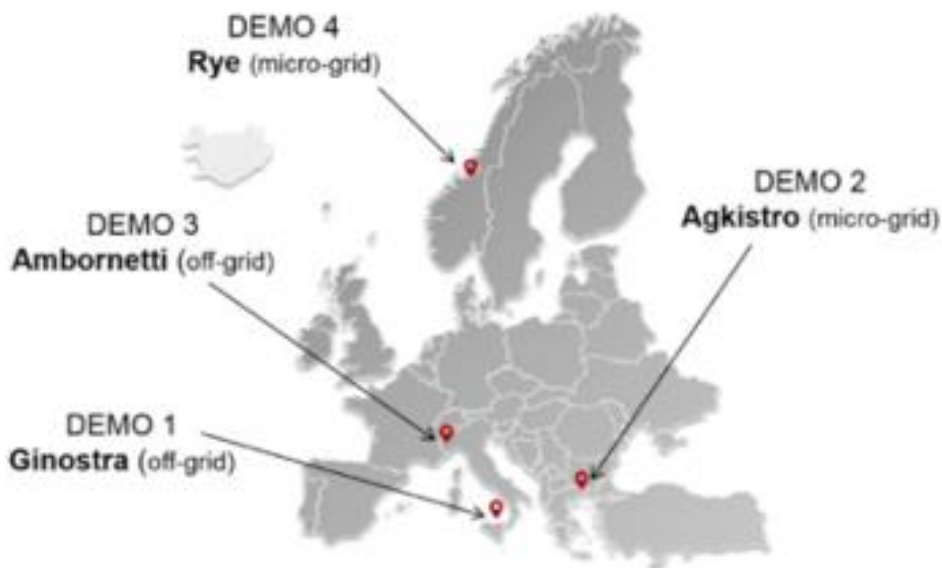
ALKE, Alkaline Electrolyzer; BPSE, Ballard Power System Europe; BT, Battery; CAPEX, Capital Expenditure; CHP, Combined Heat and Power; DG, Diesel Generator; EGP, Enel Green Power; EL, Electrolyzer; EMS, Energy Management Strategy; EPS, Electro Power System; FC, Fuel Cell; G2P, Gas-to-Power; HOR, Horizon SA; HYG, Hydrogenics Europe; LHV, Lower Heating Value; LOH, Level of Hydrogen; NPC, Net Present Cost; OPEX, Operational Expenditure; PEM, Proton Exchange Membrane; PEME, Proton Exchange Membrane Electrolyzer; PEMFC, Proton Exchange Membrane Fuel Cell; POW, Powidian; PV, Photovoltaic; P2G, Power-to-Gas; P2P, Power-to-Power; RC, Replacement Cost; RES, Renewable Energy Source; SOC, State of Charge; TREN, TrønderEnergi

Παράρτημα 6.3. Συμβολισμοί

Nomenclature			
<i>Symbols:</i>		P_{EL}	Electrolyzer power (kW)
C_{BT}	Battery capacity (kWh)	$P_{EL, LB}$	Minimum electrolyzer power (kW)
C_{H_2}	Hydrogen storage capacity (kWh)	$P_{EL, SOC}$	Maximum electrolyzer power which allows not to go above the upper H_2 storage SOC (kW)
$P_{BT, c}$	Battery charging power (kW)	$P_{EL, UB}$	Maximum electrolyzer power (kW)
$P_{BT, d}$	Battery discharging power (kW)	P_{FC}	Fuel cell power (kW)
$P_{BT, SOC, c}$	Maximum battery charging power which allows not to go above the upper battery SOC (kW)	$P_{FC, LB}$	Minimum fuel cell power (kW)
$P_{BT, SOC, d}$	Maximum battery discharging power which allows not to go below the lower battery SOC (kW)	$P_{FC, SOC}$	Maximum fuel cell power which allows not to go below the lower H_2 storage SOC (kW)
P_{CURT}	Curtailed power (kW)	$P_{FC, UB}$	Maximum fuel cell power (kW)
P_{DG}	Diesel generator power (kW)	P_{EXT}	Power provided by an external source (grid, engine or others) (kW)
$P_{DG, N}$	Diesel generator rated power (kW)	$\eta_{BT, c}$	Efficiency of the battery charging
		$\eta_{BT, d}$	Efficiency of the battery discharging

6.5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η μελλοντική εξάντληση των ορυκτών καυσίμων και οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου μας οδηγεί ολοένα και περισσότερο στη χρήση και διείσδυση των ΑΠΕ. Για να πετύχουμε όμως την ευρεία διάδοση τους, καλούμαστε να αντιμετωπίσουμε τα γνωστά προβλήματα που προκύπτουν από αυτές, με κύριο τη διαλειπτότητά τους, με τη λύση για τη βελτιστοποίηση των τοπικών ΑΠΕ να δίνεται από τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (EES) όπως το H_2 , που λόγω της υψηλής ενεργειακής πυκνότητας ανά μάζα και της δυνατότητας μακροχρόνιας αποθήκευσης, αποτελεί μια αξιόπιστη λύση [3α8]. Σε τοπικό επίπεδο ή για συστήματα εκτός δικτύου, επίσης ενθαρρύνεται η χρήση ΑΠΕ αντί των γεννητριών ντίζελ ή άλλων αναξιόπιστων και επεμβατικών συνδέσεων δικτύου. Ο συνδυασμός ΑΠΕ-αποθήκευσης H_2 για την επιτόπου παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω κινητήρων ντίζελ αποτελεί μια αξιόπιστη, οικονομικά αποδοτική και αποκαρβονισμένη εναλλακτική λύση, με άμεσο όφελος για τις εκτός δικτύου αγροτικές περιοχές. Μελετάμε λοιπόν ένα έργο στο πλαίσιο του τετραετούς πλάνου (2018-2021) REMOTE του προγράμματος «Ορίζοντας 2020» της ΕΕ [1κ], με στόχο την ανάδειξη της τεχνοοικονομικής σκοπιμότητας λύσεων αποθήκευσης με H_2 για ισχύ FC 5-200 kW σε απομακρυσμένες περιοχές εκτός δικτύου. Τα τέσσερα συστήματα επίδειξης πρόκειται να εγκατασταθούν σε διαφορετικές τοποθεσίες σε ολόκληρη την Ευρώπη: Ginostra (Νότια Ιταλία), Agkistro (Ελλάδα), Ambornetti (Βόρεια Ιταλία) και Rye (ένα νησί εκτός δικτύου στη Νορβηγία, ανάλογα με τη διαθεσιμότητα ενός κατάλληλου ισότοπου και το χρονοδιάγραμμα της διαδικασίας έγκρισης), βλ. Σχ 6.24. Σε καθεμία υπάρχουν τοπικά διαθέσιμες ΑΠΕ διαφορετικών ειδών με ένα υβριδικό σύστημα αποθήκευσης ενέργειας H_2 και μπαταρίες. Με αυτόν τον τρόπο θα αναπτυχθεί και θα προαχθεί η χρήση συστημάτων αποθήκευσης Power-to-Power (P2P) σε μεγάλη κλίμακα [3α9], λόγω της επιπλέον γνώσης από την ποικιλία των δοκιμαστικών περιπτώσεων [3α10].



Σχήμα 6.24: Γεωγραφική τοποθεσία των 4 απομονωμένων περιοχών που εξετάζονται

Ο τρόπος αποθήκευσης αποτελείται από ένα υβριδικό σύστημα μπαταριών (για βραχυπρόθεσμη αποθήκευση)-ηλεκτρολυτών για μετατροπή ηλεκτρικής ενέργειας ΑΠΕ σε H₂ με μορφή συμπιεσμένου αερίου που στέλνεται στις FC για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ για μακροπρόθεσμη αποθήκευση τα συστήματα H₂-P2P με μεσοπρόθεσμες/μακροπρόθεσμες δυνατότητες αποτελούν μια βιώσιμη και αξιόπιστη επιλογή. Ο συνδυασμός H₂-μπαταριών για αποθήκευση παρουσιάζει μεγάλες και αξιόπιστες δυνατότητες παροχής πηγής ενέργειας και έχει αναλυθεί εκτενώς. Η εφαρμογή τέτοιων υβριδικών συστημάτων αποθήκευσης στοχεύει στην επίτευξη του ελάχιστου κόστους συστήματος, της κάλυψης περιβαλλοντικών στόχων και εν γένει της αλληλεπίδρασης των υποσυστημάτων (συστήματα ισχύος ΑΠΕ, μπαταρίες και συσκευές H₂) για καλές ενεργειακές-οικονομικές επιδόσεις. Οι κύριοι στόχοι μιας στρατηγικής ελέγχου P2P μπορούν να συνοψιστούν ως εξής:

- Αξιόπιστη κάλυψη των φορτίων ηλεκτρικής ενέργειας
- Διασφάλιση της λειτουργίας των εξαρτημάτων του συστήματος κάτω από βέλτιστες συνθήκες, για μη λειτουργία εκτός ασφαλών ορίων εργασίας.
- Βελτιστοποίηση της μέσης απόδοσης μετ' επιστροφής καθ' όλη τη διάρκεια του έτους.

Η διακοπτόμενη λειτουργία των ΑΠΕ (π.χ. αιολική και ηλιακή) αντιμετωπίζεται με τον περιορισμό της υποβάθμισης της απόδοσης και της διατήρησης της διάρκειας ζωής των FC-ηλεκτρολύτη, μέσω της αποφυγής των αλλαγών στη λειτουργία τους. Ταυτόχρονα, η εξομάλυνση της μεταβλητότητας συχνότητας των ΑΠΕ επιτυγχάνεται με μια συστοιχία μπαταριών, η οποία όμως πρέπει να προστατεύεται από τη βαριά χρήση με τη μείωση της υπερβολικής υπερφόρτισης/αποφόρτισης, ώστε να μην επηρεάζεται η διάρκεια ζωής της. Έτσι, τα υποσυστήματα P2P καθιστούν απαραίτητη τη χρήση EMS (για να

ικανοποιούνται και οι απαιτήσεις φορτίου). Προκειμένου να διατηρηθεί η απόδοση του συστήματος όσο το δυνατόν υψηλότερα, συνίσταται η διαδρομή χρήση μπαταρίας (κυρίως State-Of-Charge (SOC) για το EMS)-διαδρομής H₂ (ηλεκτρολύτης και FC) με τις στρατηγικές ελέγχου να δίνουν δηλαδή προτεραιότητα στη διαδρομή με υψηλότερη απόδοση μετάδοσης για τη ροή ενέργειας, για τη ρύθμιση της οποίας υιοθετείται ένα σχήμα ελέγχου με την παρουσία ταινιών υστέρησης (που προστατεύει περαιτέρω την μπαταρία από τη βαριά χρήση και τη συχνή ενεργοποίηση/απενεργοποίηση του συστήματος ηλεκτρολύτη-FC), με εισαγωγή πρόσθετων παραμέτρων ελέγχου για μεγαλύτερη ευελιξία στη λειτουργία των διαφόρων συστατικών. Κατά τη διάρκεια του έργου, θα διατίθενται δεδομένα από την πραγματική εμπειρία, δίνοντας τη δυνατότητα καθορισμού συγκεκριμένου EMS για κάθε επίδειξη και παροχής πολύτιμων πληροφοριών για τη μοντελοποίηση του συστήματος.

Παρακάτω παρουσιάζονται οι μελέτες των τεσσάρων επιδείξεων συνοδευόμενες από μια τεχνοοικονομική ανάλυση και από τα κύρια τεχνικά δεδομένα του καινοτόμου υβριδικού συστήματος RES+P2P, αφού πρώτα καθορίστηκε μια στρατηγική διαχείρισης ενέργειας (με τα αποτελέσματα του EMS να αναφέρονται στο τέλος), τη στιγμή που δεν διαθέτουμε επαρκή στοιχεία σχετικά με την αξιολόγηση συστημάτων μπαταρίας-H₂ για διαφορετικά είδη απομακρυσμένων τοποθεσιών με διαφορετικές τυπολογίες ΑΠΕ-φορτίων στην Ευρώπη. Οι διεθνείς προγραμματιστές τεχνολογίας και οι άμεσοι συνεργάτες του έργου παρέχουν πληροφορίες και δεδομένα για την αξιολόγηση του έργου, καθώς και τα ωριαία προφίλ φόρτωσης και παραγωγής ΑΠΕ, τα μεγέθη εξοπλισμού και τα κύρια χαρακτηριστικά. Την ίδια στιγμή, οι τιμές LCOE προέρχονται από το πραγματικό κόστος, ενώ τα πιθανά οφέλη μέσω του Καθαρού Παρόντος Κόστους (NPC) παρουσιάζονται στο τέλος, μέσω της σύγκρισης του κόστους για την κάθε περίπτωση. Αποκτάμε επομένως μια ευρύτερη εικόνα της σκοπιμότητας αυτών των συστημάτων σε περιβάλλοντα μικροδικτύου.

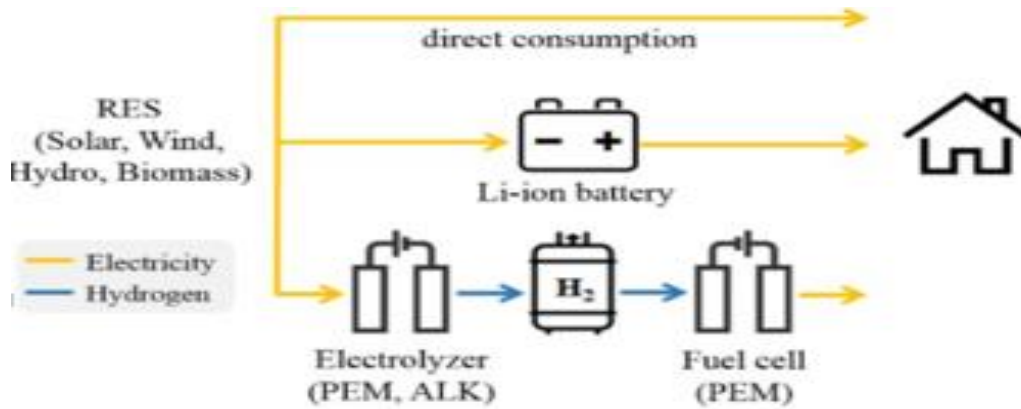
6.5.2 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΙΣΤΟΤΟΠΩΝ ΕΠΙΔΕΙΞΗΣ

6.5.2.1 ΓΕΝΙΚΗ ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΙΣΧΥΟΣ / ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ

Το αυτόνομο σύστημα P2P με βάση το H₂ (φαίνεται στο Σχ. 6.25) διαφέρει για την κάθε δοκιμαστική περίπτωση, λόγω διαφορετικών τυπολογιών ΑΠΕ (ηλιακή, αιολική, βιομάζα και υδροηλεκτρικά) και φορτίων χρηστών (οικιακά και μικρές βιομηχανικά), με την ενέργεια από ΑΠΕ να μετατρέπεται σε ηλεκτρική προς ικανοποίηση της ζήτησης, ενώ η πλεονάζουσα ενέργεια, εάν υπάρχει, αποθηκεύεται φορτίζοντας μια συστοιχία μπαταριών ιόντων λιθίου ή H₂ μέσω ενός αλκαλικού ή PEM ηλεκτρολύτη, με το H₂ να αποθηκεύεται υπο πίεση και να αποστέλλεται στην PEM-FC για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, όταν είναι αναγκαίο. Η αποφόρτιση της μπαταρίας ή/και η λειτουργία FC καλύπτουν το φορτίο κατά τη διάρκεια έλλειψης ανανεώσιμης ισχύος, με την πρώτη να έχει υψηλότερη απόδοση σε σχέση με το H₂ (βλ. Πίνακα 6.20), ενώ η όλη διαδικασία αποθήκευσης ενέχει απώλεια ενέργειας ανάλογα με την τεχνολογία. Και στις τέσσερις

εγκαταστάσεις, η FC λειτουργεί σε πίεση περιβάλλοντος ενώ ο ηλεκτρολύτης στα 30 bar, γι' αυτό και δεν απαιτείται συμπίεστής για την αποθήκευση H₂ στο δοχείο αερίου.

Σχήμα 6.25: Βέλτιστη αναπαράσταση του P2P συστήματος με αποθήκευση υδρογόνου και μπαταριών



Πίνακας 6.20.Στοιχεία του RES και της λύσης με αποθήκευση με βάση το υδρογόνο για τους απομονωμένους τόπους επίδειξης

		1. Ginostra	2. Agkistro	3. Ambornetti	4. Rye/Froan ¹
RES	Typology	PV	Hydro	PV + Biomass	PV + Wind
	Size	170 kW	0.9 MW	75 kW PV 49 kW Biomass	250 kW PV 675 kW Wind
P2P	Typology	Integrated	Integrated	Non-integrated	Non-integrated
	Supplier	ENGIE-EPS	ENGIE-EPS	BPSE, ENGIE-EPS	HYG, BPSE, POW
P2G					
	Technology	Alkaline	Alkaline	Alkaline	PEM
	Rated Power	50 kW (2 stacks)	25 kW	18 kW	50 kW
G2P					
	Technology	PEM (O ₂ fed)	PEM (O ₂ fed)	PEM	PEM
	Rated Power	50 kW (2 stacks)	50 kW (2 stacks)	85 kW (6 stacks)	100 kW (6 stacks)
H₂ storage					
	Gross energy (LHV)	1793 kWh	996 kWh	498 kWh	3333 kWh
Battery					
	Technology	Li-ion	Li-ion	Li-ion	Li-ion
	Rated energy	600 kWh	92 kWh	92 kWh	550 kWh

¹ RES data are specific for Froan, the Norwegian archipelago which was used as case study for the techno-economic analysis.

Πίνακας 6.21. Τεχνικές παράμετροι εισόδου για την ανάλυση EMS

	Demo 1 Ginostra	Demo 2 Agkistro	Demo 3 Ambornetti	Demo 4 Froan
P2G				
System minimum power	10%	10%	10%	10%
Rated system el. eff. (HHV, AC current)	70%	70%	70%	68%
G2P				
Modulation range	0.06-1	0.06-1	0.06-1	0.06-1
Rated system el. eff. (LHV, AC current)	45%	45%	45%	45%
Battery				
Charge efficiency	0.92	0.92	0.92	0.92
Discharge efficiency	0.92	0.92	0.92	0.92
SOC limits	0.2-1	0.2-1	0.2-1	0.2-1

Η μπαταρία είναι βασικό στοιχείο για την καθημερινή λειτουργία της μονάδας ελέγχου εξομαλύνοντας την έξοδο ισχύος ΑΠΕ για την παύση των συχνών εκκινήσεων του ηλεκτρολύτη και της FC, με παράλληλο έλεγχο του βοηθητικού εξοπλισμού. Ανάλογα την τοποθεσία, χρησιμοποιούνται ειδικοί αλγόριθμοι ελέγχου για τη βελτιστοποίηση των στοιχείων του συστήματος P2P (που λειτουργούν με κατάλληλα όρια εργασίας, για ασφάλεια και αποτελεσματικότητα) και της σύζευξης των υποσυστημάτων, με ανάπτυξη δύο διαφορετικών αρχιτεκτονικών για τη λύση αποθήκευσης. Συγκεκριμένα διαθέτουμε ένα ολοκληρωμένο σύστημα P2P (σε μονάδες 25 kW παράλληλα συνδεδεμένες για να φτάσουν στο απαιτούμενο μέγεθος) της Engie-Electro Power Systems (EPS) [1λ] για τα demo 1 (Ginostra) και demo 2 (Agkistro), όπου ο έλεγχος-με κοινά ηλεκτρονικά ισχύος-γίνεται εξ αποστάσεως για τα ενσωματωμένα στοιχεία καυσίμου-ηλεκτρολύτη, καθιστώντας ολόκληρη τη λύση ευέλικτη και προσαρμόσιμη. Ακόμα, ένα μη ενσωματωμένο σύστημα Power-To-Gas (P2G)+Gas-To-Power (G2P) εφαρμόζεται στα demo 3 (Ambornetti, ζεύγος ηλεκτρολύτη- FC από τις EPS-Ballard Power Systems Europe (BPSE) [1μ]) και 4 (Rye, η Hydrogenics (HYG [1ν]) για τους ηλεκτρολύτες, BPSE για την FC, με τον Powidian (POW) ως ολοκληρωτή). Μια σύνοψη των κύριων στοιχείων για τους τέσσερις ισότοπους παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.21, με ανάλυση της κάθε επίδειξης στις επόμενες ενότητες.

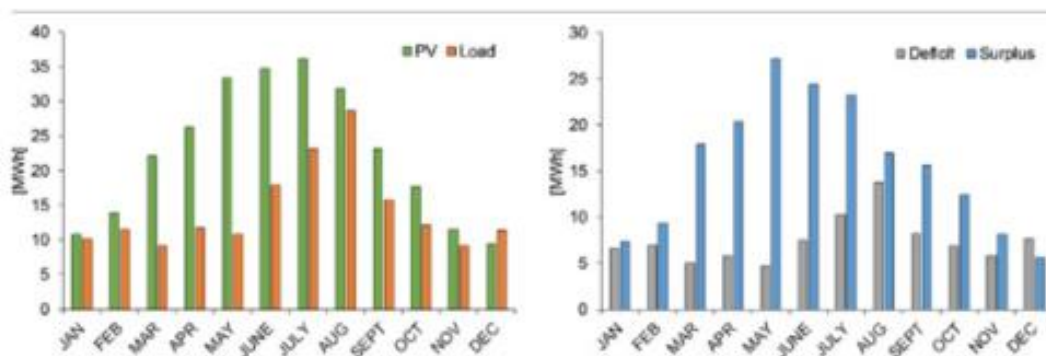
Επίδειξη 1: Ginostra

Το Ginostra είναι ένα χωριό στο νησί Stromboli στη νότια Ιταλία, χωρίς σύνδεση ούτε με το ιταλικό δίκτυο διανομής-μεταφοράς ούτε με το κύριο μικροδίκτυο του νησιού Stromboli. Η ζήτηση των οικιακών φορτίων ικανοποιείται με μια γεννήτρια ντίζελ 160 kW και τρεις 48 kW και το καύσιμο πρέπει να μεταφέρεται με ελικόπτερο, δημιουργώντας υψηλό κόστος για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, με τελικό χρήστη την Enel Green Power (EGP) [1ξ]. Οι λόγοι πρόκρισης της λύσης PV+μπαταρίας-H₂ P2P είναι οι εξής:

- 1) μείωση της τρέχουσας κατανάλωσης ντίζελ για μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και μείωση της τοπικής ρύπανσης ·
- 2) ενίσχυση της αξιοπιστίας της υπηρεσίας ηλεκτρικής ενέργειας ·
- 3) αποφυγή απαγορευτικά υψηλού κόστους λόγω σύνδεσης δικτύου.
- 4) απόκτηση εμπειρίας από τη λειτουργία P2P για αναπαραγωγή σε άλλα ευρωπαϊκά νησιά.

Ο σταθμός ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ διαθέτει φωτοβολταϊκό σύστημα 170 kW από την EGP, το υβριδικό σύστημα αποθήκευσης ενέργειας περιλαμβάνει μια μπαταρία ιόντων λιθίου 600 kWh από την EGP ενώ το σύστημα H₂ περιλαμβάνει αλκαλικό ηλεκτρολύτη 50 kW, κυψέλη καυσίμου PEM 50 kW (δηλαδή, δύο μονάδες P2P 25 kW που τροφοδοτούνται με καθαρό O₂ για να αποφευχθεί η αποστολή αέρα πλούσιου θαλάσσιων αλάτων σε άμεση επαφή με την κάθοδο του στοιχείου), αποθήκευση H₂ με συνολική χωρητικότητα 21,6 m³ και αποθήκευση οξυγόνου 10,8 m³ από την Engie-Electro Power System (EPS), με εφεδρικό σύστημα δύο γεννήτριες diesel 48 kW.

Το συνολικό ετήσιο ηλεκτρικό φορτίο των 172 MWh με διακυμάνσεις μεταξύ 10 MWh/μήνα το χειμώνα και 30 MWh/μήνα το καλοκαίρι, καλύπτεται σήμερα από τη γεννήτρια ντίζελ (βλ. Σχ. 6.26 στα αριστερά), ενώ η νέα Φ/Β μονάδα παράγει περίπου 271 MWh/έτος, όπου μέσω ανάλυσης προφίλ φορτίου-παραγωγής ενέργειας μόνο το 1/3 αυτής (82 MWh) μπορεί να καταναλωθεί άμεσα από το φορτίο, γι' αυτό και κρίνεται απαραίτητη η χρήση ενός συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, προκειμένου να αξιοποιηθεί η περίσσεια ενέργειας (με ταυτόχρονη μείωση της χρήσης ντίζελ) σε περίπτωση ελλείματος ΑΠΕ και να βελτιστοποιηθεί εν γένει η εκμετάλλευση των ΑΠΕ. Όπως μπορούμε να παρατηρήσουμε με τη βοήθεια του Σχ. 6.26 (στα δεξιά), η περίσσεια ενέργειας που δημιουργείται την άνοιξη κάλλιστα θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για να αντισταθμίσει την υπερφόρτωση του καλοκαιριού.



Σχήμα 6.26: Μηνιαία διανομή του RES και των δεδομένων φορτίου(αριστερά) και της περίσσειας κι ελλείματος ενέργειας(δεξιά) για την Ginostra

Επίδειξη 2: Agkistro

Το Agkistro είναι ένα απομακρυσμένο χωριό που βρίσκεται στην περιοχή των Σερρών, στη Βόρεια Ελλάδα. Διαθέτει ένα υδροηλεκτρικό εργοστάσιο με διασύνδεση στο δίκτυο ώστε να πουληθεί η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, του τελικού χρήστη Horizon SA (HOR) [10], η οποία προκειμένου να εγκαταστήσει μια μονάδα επεξεργασίας γεωργικών τροφίμων κοντά στο σταθμό πρέπει να δημιουργήσει μια καινούρια κοστοβόρα γραμμή με σύνδεση σε μετασηματιστή 20 χιλιόμετρα μακριά. Αποτέλεσμα αυτού είναι τόσο η ακριβή κατασκευή σύνδεσης όσο και η αγορά υψηλότερης αξίας ρεύματος από το πωλούμενο από το υδροηλεκτρικό. Για το λόγο αυτό, προτείνεται η νέα μονάδα να λειτουργεί αυτόνομη και εξαρτώμενη μόνο από την υδροηλεκτρική μονάδα και από το σύστημα P2P με βάση το H₂ για τους εξής λόγους:

- 1) αποφυγή των υψηλών εξόδων λόγω εργασιών σύνδεσης.
- 2) αποφυγή των προβλημάτων σύνδεσης (αστάθεια, διακοπές) και ενίσχυση της αξιοπιστίας παροχής ηλεκτρικού ρεύματος.
- 3) αποφυγή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
- 4) απόκτηση εμπειρίας στη λύση αποθήκευσης P2P και για άλλες απομακρυσμένες περιοχές.

Η υδροηλεκτρική μονάδα έχει συνολική ισχύ 0,9 MW (με δύο στροβίλους 0,65 και 0,25 MW αντίστοιχα). Και πάλι το σύστημα P2P είναι της EPS όπως στη Ginostra, διαθέτοντας μια μπαταρία ιόντων λιθίου 92 kWh, έναν αλκαλικό ηλεκτρολύτη 25 kW (που επιλέχθηκε καθώς συμφέρει, λόγω της φύσης της διαθεσιμότητας σαν ΑΠΕ του υδροηλεκτρικού), μια κυψέλη καυσίμου PEM 50 kW (με ένα δοχείο οξυγόνου συνολικής χωρητικότητας 6 m³ για την τροφοδοσία της, ενώ εξετάστηκε και η λύση δύο μονάδων 25 kW έκαστη, προκειμένου να καλυφθεί το φορτίο αιχμής των 40 kW) και μια δεξαμενή αποθήκευσης 12 m³ H₂. Έτσι, σε πλαίσιο σταθερής και προβλέψιμης ζήτησης, παράγεται πολύ περισσότερη ενέργεια (≈3739 MWh) από το φορτίο της μονάδας τροφίμων (≈51 MWh) λόγω συνεχούς λειτουργίας της υδροηλεκτρικής μονάδας για μεσαίο έτος, κάτι που καθιστά το σύστημα P2P εφεδρική μονάδα έκτακτης ανάγκης ή για λειτουργία σε περίοδο συντήρησης.

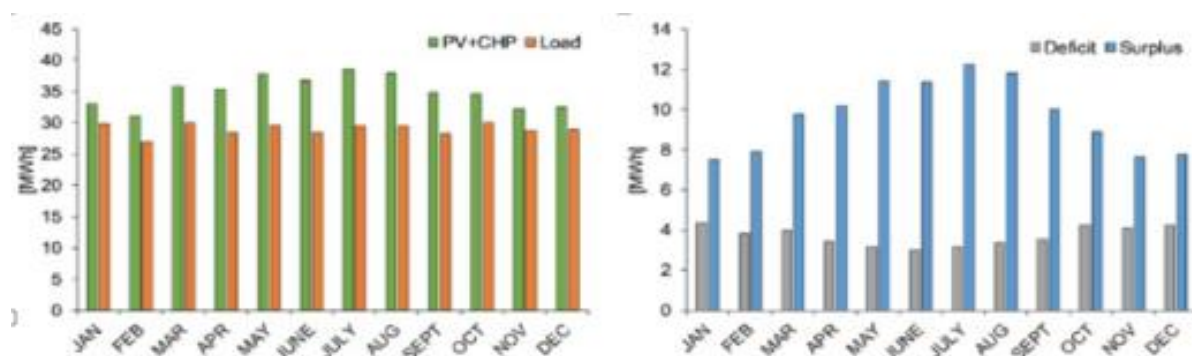
Επίδειξη 3: Ambornetti

Ο ορεινός οικισμός Ambornetti βρίσκεται στην περιοχή του Πιεμόντε στη Βόρεια Ιταλία σε εκτός δικτύου περιοχή. Εδώ, στόχος του τελικού χρήστη IRIS [1π] και άλλων επενδυτών είναι η μετατροπή του οικισμού σε μια ενεργειακά αυτόνομη-χωρίς περιβαλλοντικές επιπτώσεις-περιοχή, μέσω της λύσης RES+P2P, με πλεονεκτήματα όπως:

- 1) ελαχιστοποίηση του συνολικού αντίκτυπου του κύκλου ζωής με βάση τον στόχο του έργου ανακαίνισης ·
- 2) αποφυγή δαπανηρών και επεμβατικών έργων και υποδομών για σύνδεση στο δίκτυο ·
- 3) αποφυγή της χρήσης παραδοσιακών γεννητριών ορυκτών καυσίμων ·
- 4) απόκτηση εμπειρίας στη λύση αποθήκευσης P2P για πιθανή αναπαραγωγή σε άλλες περιοχές των Άλπεων.

Εγκαθίσταται λοιπόν μια Φ/Β μονάδα 75 kW για την ηλεκτρική παραγωγή, μια γεννήτρια CHP με βάση βιομάζα (από τα γύρω δάση και τα γεωργικά απόβλητα) 49 kW (λειτουργία 8500 ώρες ετησίως, συντήρηση ανά 300 ώρες με παροχή ισχύος 41 kW, καθώς τα 8 καταναλώνονται) για την εκτός δικτύου παροχή, ενώ το σύστημα αποθήκευσης διαθέτει έναν αλκαλικό ηλεκτρολύτη 18 kW από την EPS, μια κυψέλη καυσίμου PEM 85 kW που τροφοδοτείται με αέρα από την BPSE, μια δεξαμενή υδρογόνου όγκου 6 m³ και μπαταρίες ιόντων λιθίου συνολικής χωρητικότητας 92 kWh.

Σε αντίθεση με το Agkistro, η ετήσια παραγωγή ενέργειας από το σύστημα ΑΠΕ είναι 420,5 MWh (75,5 από το Φ/Β σύστημα και 345 από το σύστημα CHP βιομάζας) ενώ η ετήσια ζήτηση είναι περίπου 348 MWh. Δεδομένης όμως της ανάγκης περιοδικής συντήρησης, κατά την οποία το εργοστάσιο κλείνει περίπου 10 ώρες κάθε φορά, κρίνεται αναγκαία η ύπαρξη του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, ώστε το σύστημα να εξαρτάται 100% από ΑΠΕ.



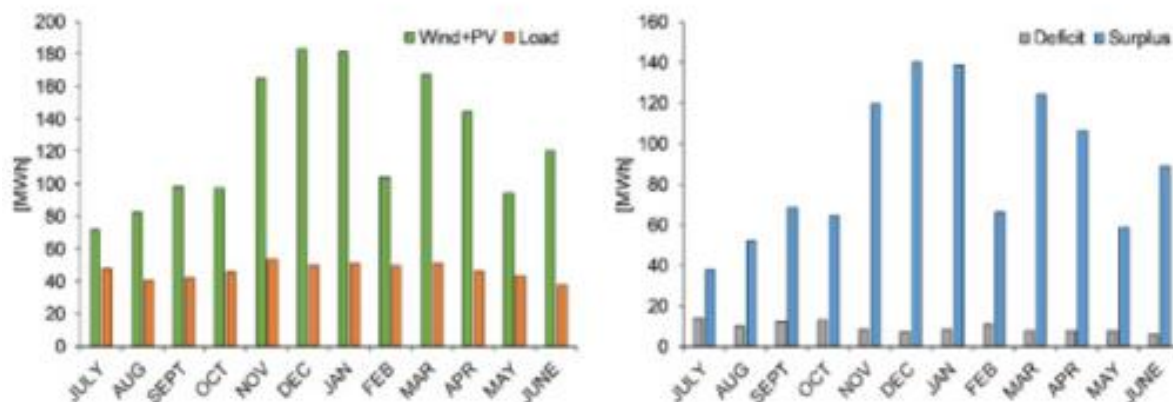
Σχήμα 6.27: Μηνιαία διανομή του RES και των δεδομένων φορτίου(αριστερά) και της περίσσειας κι ελλείματος ενέργειας(δεξιά) για το Amborgetti

Επίδειξη 4: Rye / Froan

Ως μελέτη περίπτωσης έχουν επιλεγεί τα νησιά Froan, ένα αρχιπέλαγος τεσσάρων νησιών στα δυτικά παράλια της Νορβηγίας, κοντά στο Τρόντχαϊμ. Η διασύνδεση με ηλεκτρικό δίκτυο της ηπειρωτικής χώρας γίνεται μέσω θαλάσσιου καλωδίου του τελικού χρήστη TrønderEnergi [1ρ], και χρησιμοποιούνται δεδομένα παραγωγής και φόρτωσης ΑΠΕ για την περάτωση της τεχνοοικονομικής ανάλυσης του έργου. Παράλληλα, το σύστημα P2P θα επικυρωθεί και θα δοκιμαστεί στη Rye (με παρόμοια χαρακτηριστικά με τα Froan), ώστε να καθοριστεί η μελλοντική εγκατάσταση του demo, ενώ εδώ τα χρησιμοποιούμενα δεδομένα φορτίου και εγκατεστημένων ΑΠΕ, θα αποτελέσουν αντικείμενο σύγκρισης για την προσομοίωση. Προκειμένου να αποτραπεί η συνήθης πρακτική της υποθαλάσσιας σύνδεσης που γίνεται κατά κόρον στις γεωγραφικά ιδιαίτερες περιοχές της Νορβηγίας, προτάθηκε ως εναλλακτική λύση η χρήση και εκμετάλλευση των διαθέσιμων ΑΠΕ (ηλιακή-αιολική) σε συνδυασμό με σύστημα αποθήκευσης μπαταρίας- H_2 μέσω του έργου REMOTE. Πετυχαίνουμε έτσι:

- 1) αποφυγή της υψηλής τιμής και επεμβατικής αντικατάστασης του θαλάσσιου καλωδίου ·
- 2) αποφυγή της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ντίζελ λόγω κόστους και ρυπογόνων ζητημάτων ·
- 3) Αξιολόγηση του συστήματος με βάση το H_2 στο κλίμα των σκανδιναβικών χωρών για χρήση και σε άλλες απομακρυσμένες περιοχές.

Για την παραγωγή ΑΠΕ υιοθετείται ένας συνδυασμός Φ/Β-Α/Γ, με 3 Α/Γ 225 kW έκαστη-κατασκευής στο Froan, ένα Φ/Β 250 kWp, σύστημα αποθήκευσης μια μη ολοκληρωμένη λύση P2P με ηλεκτρολύτη PEM 50 kW από την HYG, κυψέλη καυσίμου PEM 100 kW που τροφοδοτείται με αέρα από την BPSE, δεξαμενή αποθήκευσης H_2 χωρητικότητας 100 kg από την POW, μια τράπεζα μπαταριών 5 ραφιών Li-ion 110 kWh για επιπρόσθετη βραχυπρόθεσμη αποθήκευση, με την POW να αναλαμβάνει την ενσωμάτωση και τη διαχείριση του συστήματος. Μέσω των δεδομένων από την TrønderEnergi, η συνολική παραγωγή από ΑΠΕ υπολογίστηκε περίπου 1510 MWh (1315 MWh από τα αιολικά και 195 MWh από τα ηλιακά). Από τη στιγμή που η ετήσια ζήτηση υπολογίστηκε περίπου 561 MWh, προκύπτει ότι χρησιμοποιούνται περίπου 445 MWh για άμεση κάλυψη του φορτίου, δηλαδή περίπου 1065 MWh / έτος αποτελούν μια υψηλότατη περίσσεια ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί στις μπαταρίες και στο H_2 για μετέπειτα χρήση σε περίπτωση ελλείψεων. Στο Σχ. 6.28, αναφέρεται η μηνιαία τάση της συνολικής παραγωγής και φορτίου ΑΠΕ (στα αριστερά) και του ενεργειακού πλεονάσματος και ελλείμματος (στα δεξιά).



Σχήμα 6.28: Μηνιαία διανομή του RES και των δεδομένων φορτίου(αριστερά) και της περίσσειας κι ελλείματος ενέργειας(δεξιά) για το Froan

6.5.2.2 ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ

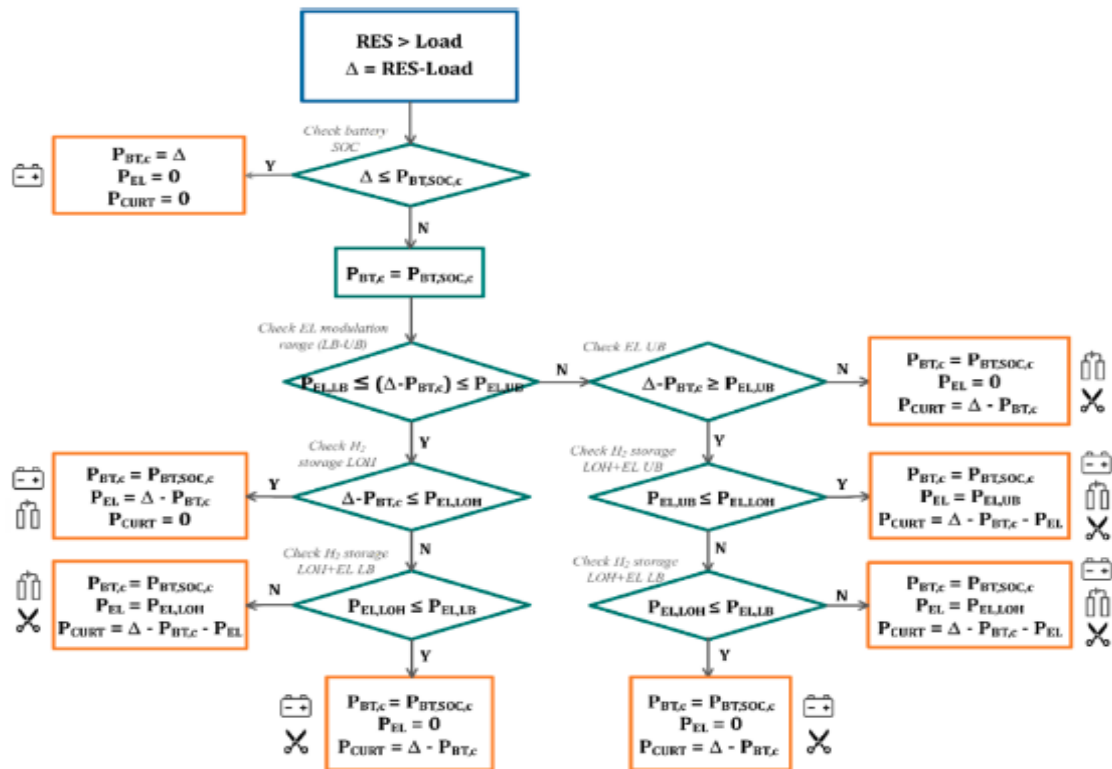
6.5.2.2.1 ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ P2P

Η προσπάθεια κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και ανάδειξης της λύσης ΑΠΕ και P2P για το υβριδικό σύστημα μέσω προσομοιώσεων ενέργειας ενισχύεται από την εφαρμογή μιας στρατηγικής διαχείρισης ενέργειας (EMS), κατά την οποία το H₂ λειτουργεί ως μέσο μακροπρόθεσμης αποθήκευσης και η μπαταρία ως βραχυπρόθεσμης για την απορρόφηση/παροχή ενέργειας, με τα αποτελέσματα να βοηθούν και για τη συγκρότηση και της οικονομικής μελέτης. Τα μέγιστα-ελάχιστα επίπεδα SOC της μπαταρίας αποτελούν δείκτη αξιολόγησης κατά την ενεργοποίηση/απενεργοποίηση της FC και του ηλεκτρολύτη, ώστε αν το SOC βρίσκεται μεταξύ αυτών να δίνεται έμφαση στο εξάρτημα της μπαταρίας. Σε περίπτωση βέβαια που η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση και το SOC γίνει μέγιστο, το πλεόνασμα αυτό μετατρέπεται σε H₂ μέσω του ηλεκτρολύτη (που λειτουργεί μέχρι να γεμίσει η δεξαμενή H₂), με την FC να ενεργοποιείται αντίστοιχα (εφόσον υπάρχει H₂ στη δεξαμενή) για να εμποδίσει το SOC να γίνει ελάχιστο, τη στιγμή που η ζήτηση είναι υψηλότερη από την παραγωγή ΑΠΕ. Τα εύρη διαμόρφωσης του ηλεκτρολύτη και της FC πρέπει επιτέλους να τηρούνται ώστε να ελεγχθούν οι ακόλουθοι περιορισμοί στο πλαίσιο της EMS: 1) όρια SOC μπαταρίας, 2) εύρος διαμόρφωσης των ηλεκτροχημικών συσκευών και 3) όρια LOH αποθήκευσης H₂.

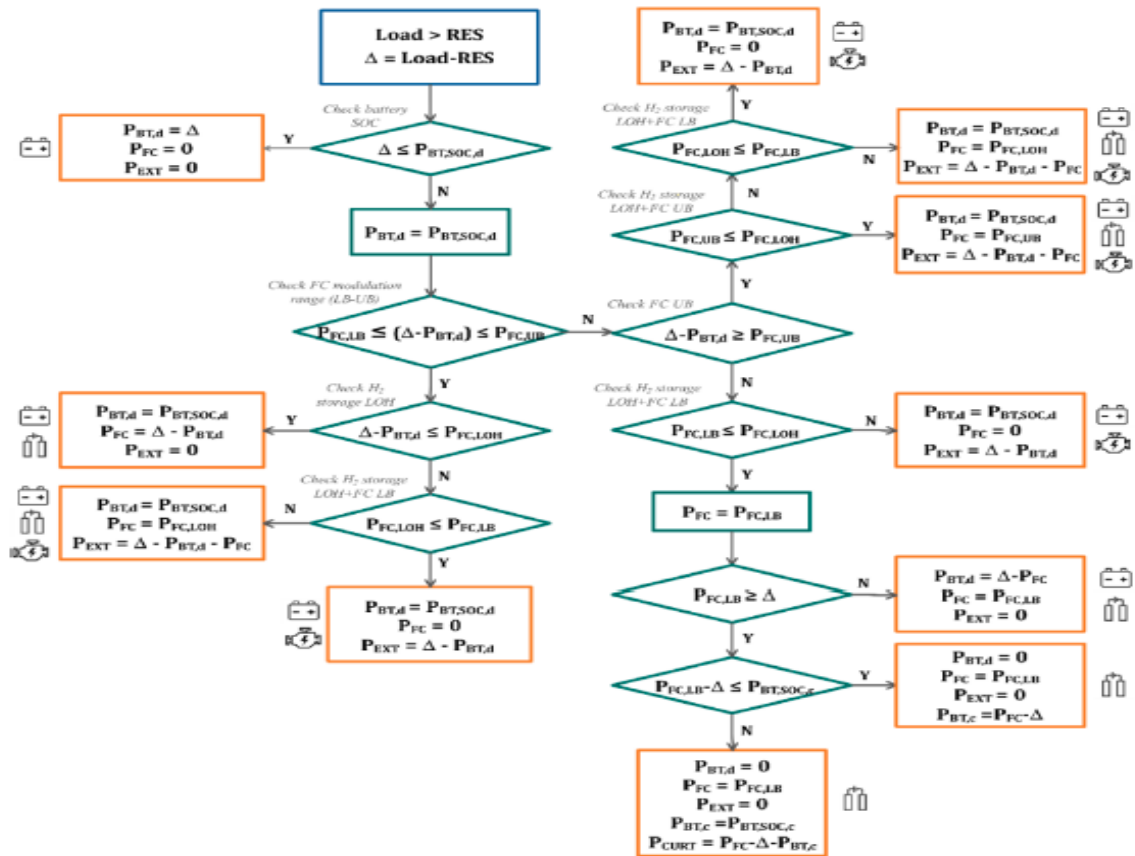
Το Σχ. 6.29 περιγράφει το λεπτομερές λογικό διάγραμμα για την περίπτωση της περίσσειας ισχύος από ΑΠΕ, όπου και φορτίζεται η μπαταρία μέχρι το SOC,max με το πλεόνασμα να μετατρέπεται σε H₂ από τον ηλεκτρολύτη, ο οποίος στο εύρος λειτουργίας του χρησιμοποιείται μέχρι να γεμίσει η δεξαμενή H₂ (δηλαδή, επιτυγχάνεται τιμή LOH ίση με 1).

Η στρατηγική ελέγχου για την περίπτωση εκφόρτισης, όταν δηλαδή η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ είναι μικρότερη από τη ζήτηση, φαίνεται στο Σχ. 6.30. Τότε η επιπλέον

απαιτούμενη ισχύς παρέχεται από την μπαταρία ή την FC αν φτάσουμε στο SOC_{min} με δεδομένο ότι υπάρχει H_2 υπό πίεση στη δεξαμενή, προκειμένου να αποφευχθεί η υπερβολική αποφόρτιση της μπαταρίας. Η FC λειτουργεί κι αυτή σε συγκεκριμένο εύρος λειτουργίας ($P_{FC_{LB}}$ και $P_{FC_{UB}}$) λόγω του EMS. Σε περίπτωση αδυναμίας λειτουργίας της μπαταρίας ή της FC, το έλλειμμα ισχύος καλύπτεται από μια εξωτερική πηγή (π.χ. γεννήτρια ντίζελ).



Σχήμα 6.29: Λογικό διάγραμμα για την περίπτωση φόρτισης (RES μεγαλύτερο από το φορτίο)



Σχήμα 6.30: Λογικό διάγραμμα για την περίπτωση αποφόρτισης (RES μικρότερο από το φορτίο)

Σε κάθε χρονικό βήμα της προσομοίωσης, η μπαταρία SOC υπολογίστηκε ακολούθως:

$$SOC(t+1) = SOC(t) + \frac{P_{BT,c}(t) \cdot \Delta t \cdot n_{BT,c}}{C_{BT}} - \frac{P_{BT,d}(t) \cdot \Delta t}{n_{BT,d} \cdot C_{BT}} \quad (6.7)$$

Όπου C_{BT} η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας, $P_{BT,c,d}(t)$ η ισχύς φόρτισης/αποφόρτισης της μπαταρίας, $n_{BT,c,d}$ είναι η αποδοτικότητα φόρτισης/αποφόρτισης της μπαταρίας και Δt το χρονικό βήμα (που ορίστηκε ίσο με 1 στη συγκεκριμένη μελέτη).

Η μέγιστη ισχύς φόρτισης/αποφόρτισης που δεν επιτρέπει στο SOC να πάει πάνω/κάτω από το ανώτερο/κατώτερο όριο του είναι, αντίστοιχα:

$$P_{BT,SOC,c}(t) = C_{BT} \cdot \frac{(SOC_{max} - SOC(t))}{\Delta t} \cdot \frac{1}{n_{BT,c}} \quad (6.8)$$

$$P_{BT,SOC,d}(t) = C_{BT} \cdot \frac{(SOC(t) - SOC_{min})}{\Delta t} \cdot n_{BT,d} \quad (6.9)$$

Ανάλογα, το επίπεδο του υδρογόνου (LOH) μέσα στη δεξαμενή αποθήκευσης καθορίζεται ως:

$$LOH(t) = LOH(t-1) + \frac{P_{el}(t-1) \cdot \Delta t \cdot n_{el}}{C_{H_2}} - \frac{P_{FC}(t-1) \cdot \Delta t}{n_{FC} \cdot C_{H_2}} \quad (6.10)$$

Όπου C_{H_2} η χρήσιμη χωρητικότητα της δεξαμενής αποθήκευσης H_2 , $P_{el/FC}$ η εργαζόμενη ισχύς του ηλεκτρολύτη/FC και $n_{el,FC}$ η αποδοτικότητα του ηλεκτρολύτη/FC. Η μέγιστη ισχύς του ηλεκτρολύτη/FC που επιτρέπεται χωρίς να περάσει το ανώτερο/κατώτερο LOH είναι, αντίστοιχα:

$$P_{EL,LOH(t)} = C_{H_2} \cdot \frac{(LOH_{max} - LOH(t))}{\Delta t} \cdot \frac{1}{n_{EL}} \quad (6.11)$$

$$P_{FC,LOH(t)} = C_{H_2} \cdot \frac{(LOH(t) - LOH_{min})}{\Delta t} \cdot n_{FC} \quad (6.12)$$

Οι τεχνικές παράμετροι εισόδου που έχουν υποθεθεί για το μοντέλο φαίνονται στον Πίνακα 6.21. Τα δεδομένα για την ονομαστική ισχύ και ενέργεια για τα διάφορα συστατικά αναφέρονται αντιθέτως στον Πίνακα 6.20.

6.5.2.2.2 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Πραγματοποιήθηκε μια οικονομική μελέτη τριών σεναρίων για να ελεγχθεί η οικονομική βιωσιμότητα της διαμόρφωσης τοπικών ΑΠΕ-αποθήκευσης H_2 , τα οποία είναι:

- 1) Το σενάριο ΑΠΕ με ανανεώσιμη λύση P2P και κόστος από πηγές βιβλιογραφίας.
- 2) Το σενάριο ΑΠΕ βάσει του REMOTE, με ανανεώσιμη λύση P2P και πραγματικό κόστος από τους παραγωγούς (σε αυτήν την περίπτωση, μόνο τα ληφθέντα LCOE αναφέρονται λόγω ζητημάτων εμπιστευτικότητας).
- 3) Εναλλακτικό/τρέχον σενάριο, μελέτη περίπτωσης όπου η ηλεκτρική ενέργεια παρέχεται από γεννήτριες ντίζελ (για Ginostra και Ambornetti) ή από μια νέα καλωδιακή σύνδεση με το εθνικό δίκτυο (για το Agkistro και το Froan).

Το καθαρό τρέχον κόστος (NPC) για τα τρία σενάρια υπολογίστηκε ως εξής:

$$NPC = CAPEX_0 + \sum_{j=1}^n \left[\frac{OPEX_j}{(1+d)^j} + \frac{RC_j}{(1+d)^j} \right] \quad (6.13)$$

Όπου

n : η περίοδος ανάλυσης, σε χρόνια.

d : διορθωμένο προεξοφλητικό επιτόκιο (λαμβάνοντας υπόψη το αναμενόμενο ποσοστό πληθωρισμού).

$CAPEX_0$: κεφαλαιουχικές δαπάνες (συμπεριλαμβανομένων των εξόδων μεταφοράς και εγκατάστασης) λόγω επενδύσεων που πραγματοποιήθηκαν στην αρχή της περιόδου ανάλυσης (δηλ. $j = 0$).

$OPEX_j$: λειτουργικά έξοδα και έξοδα συντήρησης του συστήματος τον j -th έτος.

RC_j : κόστη αντικατάστασης στην περιοδική επανεπένδυση/αναγέννηση για τη λειτουργία του συστήματος, συμπεριλαμβανομένων των εξόδων μεταφοράς και εγκατάστασης.

Το διαβαθμισμένο κόστος ενέργειας ορίζεται επίσης για τον υπολογισμό του μοναδιαίου κόστους του NPC διαιρούμενο με την ενημερωμένη παράδοση ενέργειας με το προεξοφλητικό επιτόκιο:

$$LCOE = \frac{CAPEX_0 + \sum_{j=1}^n \left[\frac{OPEX_j}{(1+d)^j} + \frac{RC_j}{(1+d)^j} \right]}{\sum_{j=1}^n \frac{Energy\ delivery_j}{(1+d)^j}} \quad (6.14)$$

Τα NPC και τα LCOE υπολογίστηκαν για διαφορετικούς χρονικούς ορίζοντες: 5, 10, 15, 20 και 25 χρόνια. Το πραγματικό διορθωμένο προεξοφλητικό επιτόκιο d υπολογίστηκε ως ακολούθως:

$$d = \frac{d' - ir}{1 + ir} \quad (6.15)$$

Όπου το d' το ονομαστικό διορθωμένο προεξοφλητικό επιτόκιο: το ir αντιστοιχεί στο ποσοστό πληθωρισμού, οι όροι d' και ir υποτέθηκαν να είναι ίσοι με 7% και 2% αντίστοιχα, ενώ το πραγματικό διορθωμένο προεξοφλητικό επιτόκιο είναι 4,9%. Οι συνεργάτες του έργου παρείχαν συγκεκριμένα δεδομένα σχετικά με το κόστος επένδυσης, αντικατάστασης και λειτουργίας για το σενάριο ΑΠΕ με βάση το REMOTE. Ωστόσο, για λόγους εμπιστευτικότητας, αυτές οι λεπτομέρειες έχουν παραλειφθεί από την παρούσα εργασία. Το σενάριο ΑΠΕ που βασίζεται στη βιβλιογραφία βασίζεται πράγματι στο διαθέσιμο κόστος από τη βιβλιογραφία, όπως φαίνεται στον Πίνακα 6.22. Καμία επένδυση δεν εξετάζεται για την υδροηλεκτρική μονάδα από τότε που υπάρχει.

Ταυτόχρονα, ελέγχθηκαν οι εξισώσεις κλίμακας του κόστους για τους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες και την FC PEM. Η επίδραση της χωρητικότητας στο αγορασμένο κόστος εξοπλισμού βρέθηκε μέσω της σχέσης:

$$cost = \left(\frac{S}{S_{ref}} \right)^n \cdot \frac{cost_{ref} \cdot S_{ref}}{S} \quad (6.16)$$

όπου $cost$ (€/kW) είναι το συγκεκριμένο CAPEX του εξοπλισμού και το S (kW) αντιστοιχεί στο μέγεθός του. Ο όρος $cost_{ref}$ (€/kW) αντιπροσωπεύει αντ' αυτού το συγκεκριμένο CAPEX του ίδιου εξοπλισμού με μέγεθος αναφοράς S_{ref} (kW). Το εκθετικό κόστος n -ορίστηκε ίσο με 0,7 σε συμφωνία με προηγούμενες μελέτες. Όπως φαίνεται στον Πίνακα 6.22, εξετάστηκε ένα ειδικό κόστος αναφοράς 2000 €/kW για το αλκαλικό σύστημα των 300 kW, βάσει της αναφοράς της Proost. Λαμβάνοντας επίσης υπ' όψη ένα μέγεθος αναφοράς 10 kW για τις FC PEM υπολογίστηκε το κόστος επένδυσης και η επίδραση της χωρητικότητας στο κόστος του εξοπλισμού, ενώ για τον ηλεκτρολύτη PEM βρέθηκε επίσης ένα επενδυτικό κόστος για την ονομαστική χωρητικότητά του, χωρίς να εφαρμοστεί η Εξ. (6.15). Το κόστος της μπαταρίας ιόντων λιθίου δεν εξαρτάται από το μέγεθος, αλλά την τιμή C (550 €/kWh) που συμφωνεί με το αναφερόμενο κόστος για ενεργειακά σχεδιασμένες μπαταρίες για σταθερές

εφαρμογές αποθήκευσης. Συνολικά, όλες οι υιοθετημένες οικονομικές αξίες ελέγχθηκαν και εγκρίθηκαν από τους διάφορους εταίρους του έργου.

Πίνακας 6.22. Διαμόρφωση του κόστους των στοιχείων του RES και του P2P

Component	Investment	Replacement	O&M
PV plant	1547 €/kW	80 €/kW (10 y) ²	24 €/kW/y
Biomass CHP	6316 €/kW ³	245 €/kW (3 y) ²	0.0333 €/kWh/y + 5.28 €/h ³
Wind plant	1175 €/kW ⁴	-	3%/y (of Inv. cost)
Hydro plant	-	-	20,000 €/y
PEM fuel cell	Ref. size: 10 kW Ref. specific cost: 3947 €/kW Cost exponent: 0.7	46% (of Inv. Cost) (5 y)	3%/y (of Inv. cost)
ALK electrolyzer	Ref. size: 312 kW Ref. specific cost: 2000 €/kW Cost exponent: 0.7	35% (of Inv. Cost) (9 y)	3%/y (of Inv. cost)
PEM electrolyzer	4600 €/kW ⁵	35% (of Inv. Cost) (5 y)	3%/y (of Inv. cost)
H ₂ /O ₂ storage	470 €/kg	-	2%/y (of Inv. cost)
Li-ion battery	550 €/kWh	550 €/kWh (10 y)	10 €/kWh/y
Diesel generator	420 €/kWh	420 €/kWh (16,000 h)	0.4 €/h + 2 €/L ⁶

Όσον αφορά την ανανεώσιμη διαμόρφωση, οι γεννήτριες ντίζελ λειτουργούν ως εφεδρικό σύστημα, το οποίο παρεμβαίνει όταν δεν υπάρχει περισσότερη ενέργεια από τις ΑΠΕ και την υβριδική αποθήκευση. Η κατανάλωση καυσίμου $cons_{DG}$ (σε L/h), η οποία εξαρτάται από την ισχύ εξόδου της γεννήτριας ντίζελ, ορίστηκε ως μια γραμμική συνάρτηση της ηλεκτρικής του εξόδου σύμφωνα με την ακόλουθη εξίσωση:

$$cons_{DG} = B_{DG} \cdot P_{DG,N} + A_{DG} \cdot P_{DG} \quad (6.17)$$

όπου $P_{DG,N}$ είναι η ονομαστική ισχύς (σε kW), P_{DG} η ισχύς εξόδου της γεννήτριας ντίζελ (σε kW), A_{DG} (ίσο με 0,246 l/kWh) και B_{DG} (ίσο με 0,08415 l/kWh) οι συντελεστές της καμπύλης κατανάλωσης. Το ωριαίο κόστος της κατανάλωσης καυσίμου C_{fuel} (σε € / h) μπορεί στη συνέχεια να εκτιμηθεί ως:

$$C_{fuel} = cons_{DG} \cdot cost_{fuel} \quad (6.18)$$

όπου $cost_{fuel}$ είναι η τιμή του καυσίμου (σε €/L), του οποίου η αξία αναφέρεται στον Πίνακα 6.22.

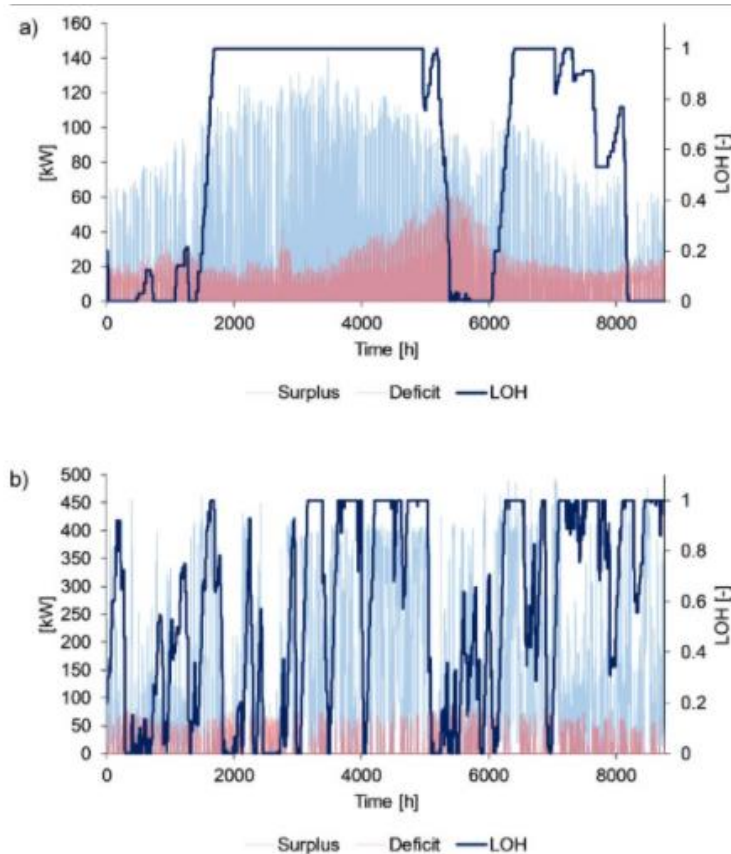
6.5.2.2.3 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ P2P

Μέσω των 3 σεναρίων και των στρατηγικών λειτουργίας που αναλύθηκαν προηγουμένως έγιναν οι προσομοιώσεις ενεργειακού ισοζυγίου (με ωριαίο προφίλ παραγωγής-φορτίου ΑΠΕ από τους τελικούς χρήστες) σε ετήσια βάση για τα demo 1,3,4 με χρονικό βήμα 1 ώρας και με τα κατάλληλα τεχνικοοικονομικά δεδομένα (βλ. Πίνακες 6.20, 6.21, 6.22). Τα κύρια αποτελέσματα συνοψίζονται στον Πίνακα 6.23, ώστε να φανεί η αποτελεσματικότητα του συστήματος P2P-H₂, με μεγιστοποίηση της εκμετάλλευσης των ΑΠΕ και ελαχιστοποίηση της εξάρτησης από εξωτερικές πηγές τύπου ντίζελ. Όσον αφορά το Agkistro, εξαιτίας μιας αποτυχίας τροφοδοσίας ΑΠΕ προσομοιώνεται με την προϋπόθεση ότι το σύστημα αποθήκευσης βρίσκεται σε πλήρη χωρητικότητα.

Πίνακας 6.23. Ετήσια αποτελέσματα της κάλυψης του φορτίου

	Ginostra		Ambornetti		Froan	
Load directly covered by RES	81.8 MWh	47.7%	303.9 MWh	87.3%	443.4 MWh	79.0%
Load covered by P2P (battery + H ₂)	83.1 MWh	48.4%	44.3 MWh	12.7%	92.2 MWh	16.4%
Load covered by external source	6.7 MWh	3.9%	0 MWh	0%	25.7 MWh	4.6%
Total load	171.5 MWh	100%	348.2 MWh	100%	561.2 MWh	100%

Παρατηρώντας τον Πίνακα 6.23, βλέπουμε ότι για την Ginostra η εξάρτηση του φορτίου από εξωτερικές πηγές είναι μικρότερη του 4%, με το P2P να λειτουργεί σε περίπτωση ελλείμματος συνεισφέροντας 48,4% του φορτίου, εκ των οποίων το μεγαλύτερο κομμάτι του (~47%) οφείλεται στη μπαταρία και το λιγότερο από 2% στο H₂, με την FC να ενεργοποιείται κυρίως σε περιόδους υπερφόρτωσης όπως το καλοκαίρι, η χρήση του οποίου είναι σαφώς απαραίτητη, λόγω των αναγκών μακροπρόθεσμης αποθήκευσης. Ειδικότερα, το Σχ. 6.31.α δείχνει ευκρινώς τα απότομα μειωμένα επίπεδα H₂ την περίοδο Ιουλίου-Αυγούστου λόγω της λειτουργίας των FC, όπου παρατηρείται ενεργειακό έλλειμμα εξαιτίας της μη κάλυψης από το PV, ενώ η δεξαμενή γεμίζει γρήγορα στις αρχές του έτους από τη μετατροπή του πλεονάσματος ΑΠΕ μέσω του ηλεκτρολύτη. Σε περίπτωση επέκτασης του συστήματος H₂ θα είχαμε και μεγαλύτερη εκμετάλλευση του Φ/Β συστήματος (με την επιλεγμένη διαμόρφωση P2P έχουμε περιορισμό περίπου του 26% των ετήσιων διαθέσιμων ΑΠΕ) και θα μειωνόταν η περικοπή και κατ' επέκταση η χρήση ντίζελ κατά την άνοιξη, αλλά αυτό δεν καθίσταται δυνατόν λόγω έλλειψης χώρου στο παρόν εργοστάσιο.

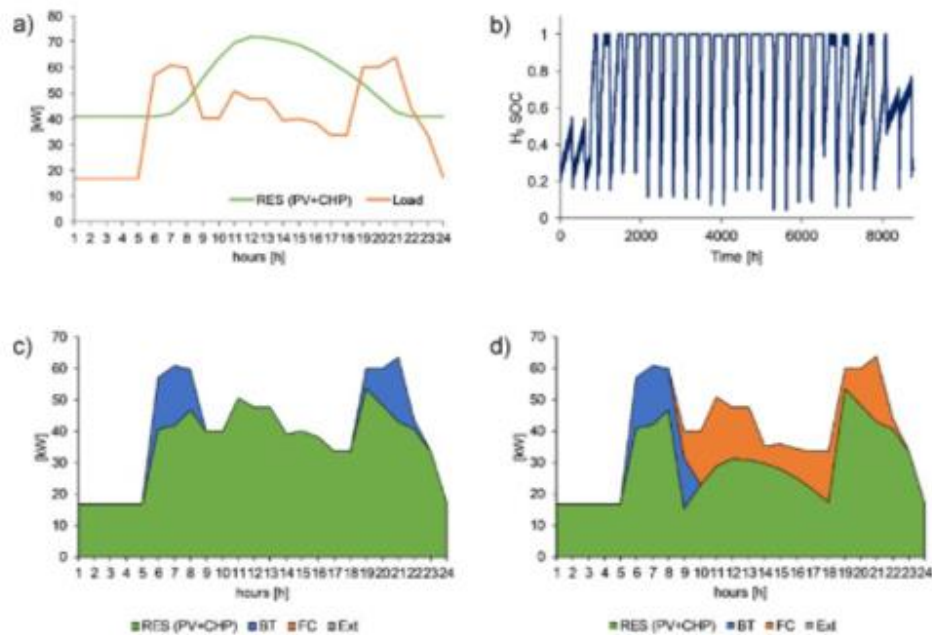


Σχήμα 6.31: Προσομοίωση περίσσειας και ελλείμματος RES (x-άξονας) and LOH (y-άξονας) μέσα στο χρόνο για τη Ginostra (a) και το Froan (b)

Όσον αφορά το Agkistro, το υβριδικό σύστημα αποθήκευσης μπαταρίας- H_2 βρίσκεται σε πλήρη ισχύ και έχει εφεδρικό ρόλο (σε περίπτωση διακοπής λειτουργίας ή συντήρησης), καθώς η υδροηλεκτρική παραγωγή είναι πάντα πολύ υψηλότερη από τη ζήτηση φορτίου, έχοντας μια εποχιακή διακύμανση λόγω χρήσης κάποιου μηχανολογικού εξοπλισμού ή αναγκών θέρμανσης-ψύξης. Το μέγιστο φορτίο που καταναλώνεται σε μια μέρα αποτιμάται σε 193 kWh περίπου. Έτσι, σε περίπτωση αστοχίας ΑΠΕ (δηλαδή ισχύς ΑΠΕ 0) κι εφαρμόζοντας τη στρατηγική ελέγχου για την περίπτωση εκφόρτισης που αναφέρεται στο Σχ. 6.30, λόγω της μακροπρόθεσμης ικανότητας του H_2 , το εφεδρικό σύστημα αποθήκευσης δύναται να καλύψει τις ανάγκες αυτές για 3 σχεδόν μέρες.

Στο Ambornetti, μια αντιπροσωπευτική ημέρα του Ιουνίου χωρίς συντήρηση (με οποιαδήποτε άλλη μέρα να έχει παρόμοιες τάσεις) της συσκευής βιομάζας CHP αναφέρεται στο Σχ. 6.32α. Αντίθετα, στο Σχ. 6.32γ, το φορτίο καλύπτεται συγχρόνως από το CHP και τα PV, με το SOC της μπαταρίας να αναγεννάται καθημερινά κατά τη διάρκεια της νύχτας και, κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, επίσης και στη μέση της ημέρας λόγω υπερβολικής περίσσειας από τη βιομάζα και χρησιμοποιείται το πρωί και το βράδυ στα φορτία αιχμής, όταν η ανανεώσιμη ισχύς (δηλ. Ηλιακή συν βιομάζα) δεν επαρκεί για να καλύψει τη ζήτηση. Στην περίπτωση λειτουργίας χωρίς CHP (βλ. Σχ. 6.32δ), απαιτείται και ενέργεια εντός του συστήματος αποθήκευσης H_2 , λόγω συντήρησης της μονάδας

βιομάζας, καθώς η μπαταρία έχει φτάσει το ελάχιστο SOC και η FC πρέπει να ενεργοποιηθεί άμεσα. Το Σχήμα 6.32β απεικονίζει το επίπεδο τάσης υδρογόνου (LOH) κατά τη διάρκεια του έτους, το οποίο μειώνεται περιοδικά κατά τη συντήρηση της γεννήτριας βιομάζας λόγω της παρέμβασης των FC PEM. Συμπερασματικά, το σύστημα PV-CHP μαζί με το σύστημα αποθήκευσης καλύπτουν πλήρως τις ανάγκες ζήτησης (με το 87,3% να προέρχεται από ΑΠΕ, το 11,1% από τις μπαταρίες και το 1,6% από τις FC) για το Ambornetti. Παρά το χαμηλό ποσοστό συνεισφοράς του, το σύστημα H₂ κρίνεται απαραίτητο ως εφεδρικό μέσο προς εξασφάλιση της αυτάρκειας στην περίπτωση συντήρησης της CHP για 10 ώρες.

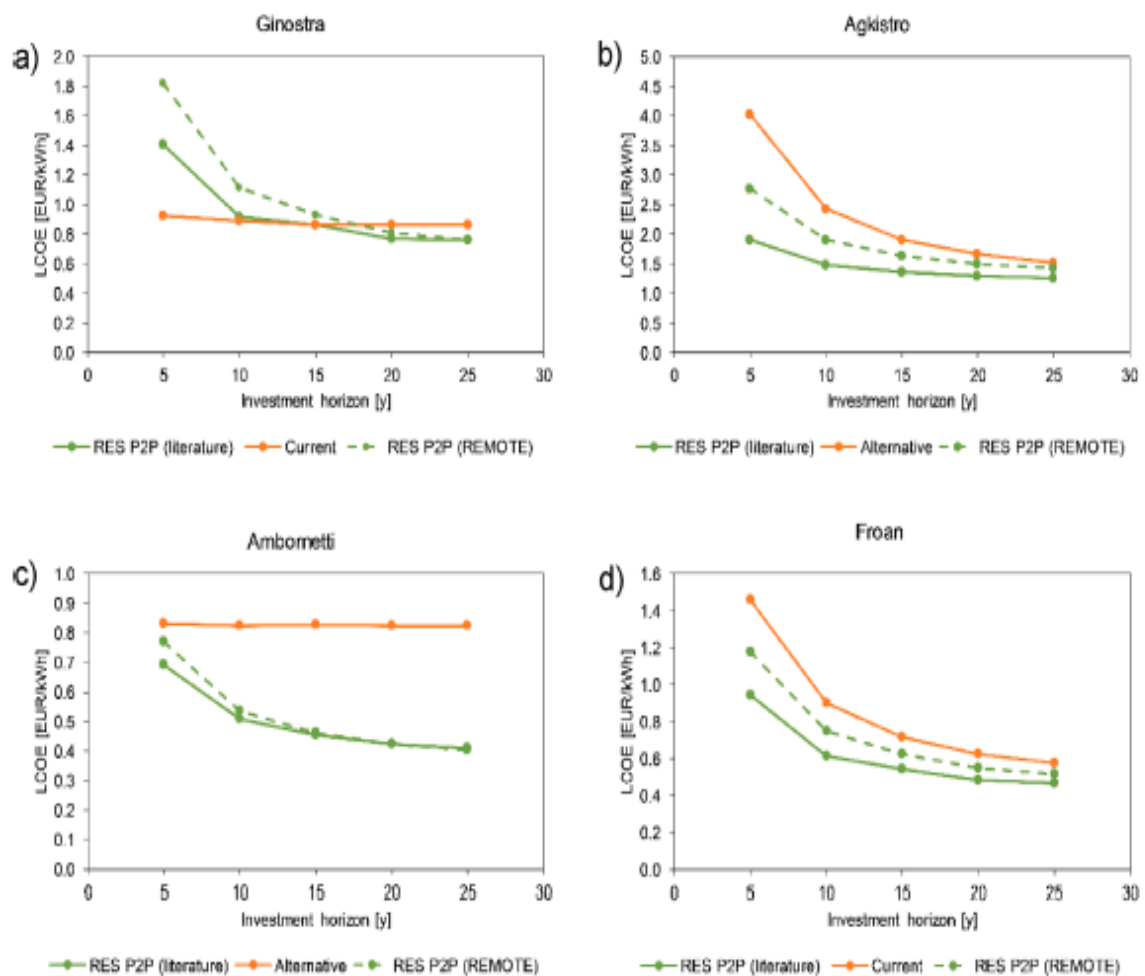


Σχήμα 6.32: Καθημερινή τάση για τη συνολική παροχή RES και το φορτίο για το Ambornetti σε μια αντιπροσωπευτική μέρα με CHP α) με LOH σε όλο το χρόνο, β) κάλυψη φορτίου με CHP και γ) κάλυψη χωρίς CHP δ)

Στην περίπτωση των Froan, η εξάρτηση από την εξωτερική πηγή ντίζελ μειώνεται κάτω από το 5% του συνολικού φορτίου, λόγω της χρήσης του συστήματος αποθήκευσης H₂/μπαταρίας, με το 79% του φορτίου καλύπτεται από το σύστημα αιολικών-Φ/Β και το 11% και 5,4% από τις μπαταρίες και τις FC (η ποσότητα H₂ στη δεξαμενή κάθε στιγμή παρουσιάζεται στο Σχ. 6.31β) αντίστοιχα. Στην Ginostra βέβαια, η FC παρεμβαίνει συχνότερα, με την στοχαστικότητα της αιολικής ενέργειας να μην επιτρέπει την ακριβή γνώση του LOH εποχικά, και το περίπου 50% της ενέργειας ΑΠΕ να βρίσκεται σε περικοπή, ποσό που θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί και για άλλους σκοπούς. Στόχος άλλων εργασιών είναι η τεχνο-οικονομική βελτιστοποίηση όλων των demo, ώστε να διασφαλιστεί η συνολική κάλυψη φορτίου με το ελάχιστο LCOE.

6.5.2.2.4 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΟΦΕΛΗ: ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ

Ακολούθησε μια οικονομική ανάλυση για τον υπολογισμό του LCOE για τα 4 demo, για τις ακόλουθες επιλογές με τη βάση H₂: χρήση των σημερινών γεννητριών ντίζελ στη Ginostra, σύνδεση με το δίκτυο στο Agkistro, χρήση μιας υποθετικής γεννήτριας diesel στο Ambornetti και αντικατάσταση του τρέχοντος θαλάσσιου καλωδίου στο Froan, ενώ χρησιμοποιήθηκαν όροι LCOE με οικονομικά δεδομένα τόσο από τη βιβλιογραφία όσο και από τους εταίρους για την ανανεώσιμη λύση. Το Σχ. 6.33 δείχνει ένα γράφημα του LCOE σε διαφορετικούς χρονικούς ορίζοντες για καθεμία από τις 4 τοποθεσίες, με την ανανεώσιμη λύση να είναι πιο επικερδής από την τρέχουσα ή εναλλακτική λύση που χρησιμοποιείται ήδη βραχυπρόθεσμα για τους ισότοπους Agkistro, Ambornetti και Froan. Στην Ginostra, αντ' αυτού, η λύση RES + P2P γίνεται οικονομικά πιο ελκυστική μακροπρόθεσμα: μετά από περίπου 15 χρόνια, στην πραγματικότητα, το LCOE της διαμόρφωσης που βασίζεται σε PV με αποθήκευση ενέργειας μειώνεται σε σχέση με την περίπτωση μόνο με γεννήτριες ντίζελ.



Σχήμα 6.33: Αναπαράσταση του LCOE για το τρέχον και το προτεινόμενο σύστημα RES-P2P για Ginostra(a), Agkistro(b), Ambornetti(c) και Froan(d)

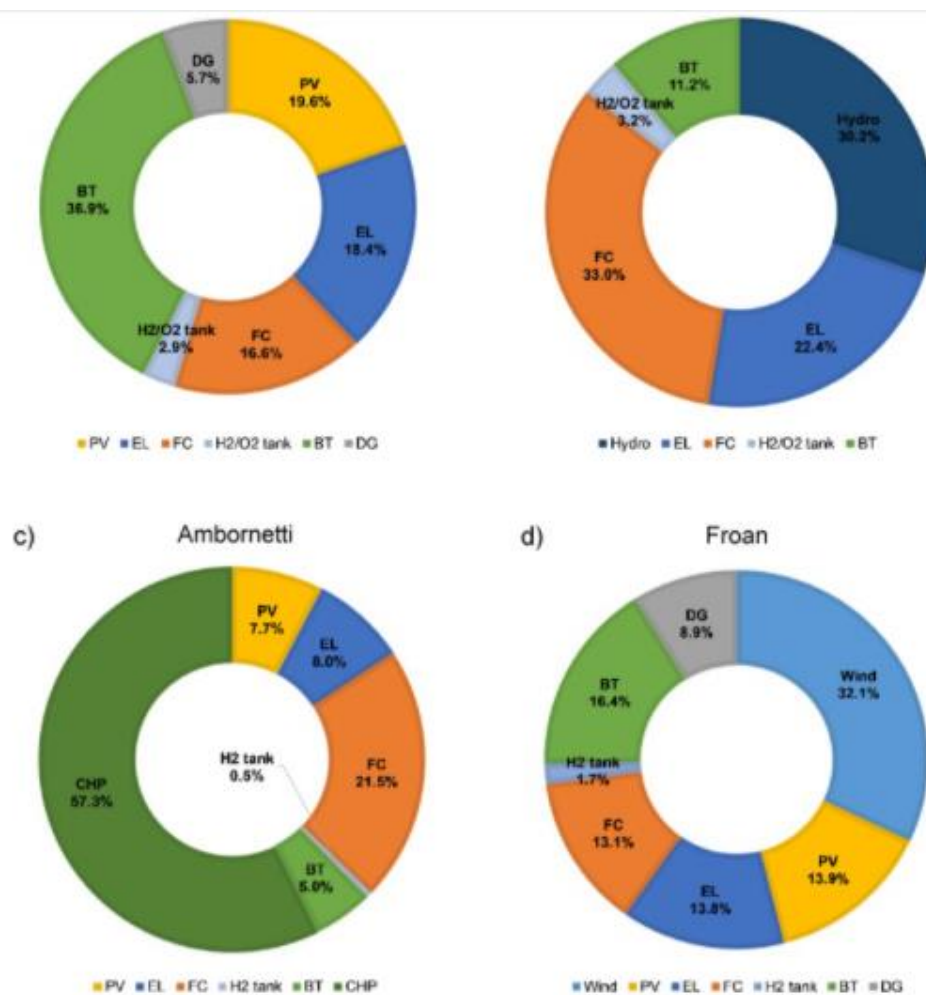
Με βάση το κόστος από το REMOTE για την ανανεώσιμη λύση, τα συστήματα στο Ambornetti και το Froan παρουσιάζουν τιμές LCOE στο έτος 20 περίπου 0,42 και 0,55 € / kWh, αντίστοιχα. Αντίθετα, το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλότερο για τις άλλες δύο τοποθεσίες: 0,81 € / kWh για το Ginostra και έως περίπου 1,50 € / kWh για το Agkistro, λόγω του υψηλού CAPEX των συστημάτων αποθήκευσης H₂, τα οποία φαίνεται να είναι λιγότερο επικερδή σε μικρά συστήματα (δηλαδή, χαμηλότερη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας). Το ετήσιο φορτίο που θα καλυφθεί είναι στην πραγματικότητα περίπου 51, 172, 348 και 561 MWh για Agkistro, Ginostra, Ambornetti και Froan, αντίστοιχα. Επιπλέον, στη Ginostra, το υψηλό LCOE επηρεάζεται επίσης έντονα από το ακριβό κόστος μεταφοράς και εγκατάστασης εξοπλισμού λόγω της απομακρυσμένης τοποθεσίας που μπορεί να επιτευχθεί μόνο με ελικόπτερο και χωρίς τη διαθεσιμότητα βαρέων οχημάτων.

Αναφερόμενοι στην ίδια διαμόρφωση, τα αποτελέσματα LCOE που προκύπτουν από τη χρήση δεδομένων κόστους από πηγές βιβλιογραφίας είναι λίγο χαμηλότερα, με αύξηση της απόκλισης μειώνοντας τον θεωρούμενο επενδυτικό ορίζοντα. Αυτή η διαφορά LCOE οφείλεται σε μια γενική ελαφρά υποτίμηση του κόστους των συστατικών που προκύπτει από τη βιβλιογραφία, ιδίως της τεχνολογίας υδρογόνου που δεν έχει ακόμη πλήρως αποδειχθεί και εμπορευματοποιηθεί με επακόλουθη υψηλή μεταβλητότητα στο κόστος παραγωγής. Πράγματι, δεδομένου ότι τα demos του έργου είναι οι πρώτες μονάδες αυτού του τύπου που θα αναπτυχθούν, υφίστανται υψηλότερο κόστος συναρμολόγησης και άλλα κόστη που σχετίζονται με τα μη βελτιστοποιημένα BoPs. Επιπλέον, τα κόστη που αναφέρονται στη μεταφορά και την εγκατάσταση των διαφόρων εξοπλισμών μπορούν να καταστούν σχετικά για απομακρυσμένες τοποθεσίες και να διαφέρουν από τοποθεσία σε τοποθεσία. Αυτή η συμβολή είναι επομένως δύσκολο να ποσοτικοποιηθεί σωστά από τη βιβλιογραφία.

Όσον αφορά την τρέχουσα / εναλλακτική λύση (δηλαδή, πορτοκαλί καμπύλες του Σχ. 6.33), παρατηρείται απότομη μείωση του LCOE με επενδυτικό ορίζοντα για τις τοποθεσίες Agkistro και Froan λόγω της σχετικής συνεισφοράς της αρχικής επένδυσης (δηλαδή, CAPEX) για σύνδεση με το δίκτυο. Στα Ambornetti και Ginostra, αντίθετα, οι λύσεις με γεννήτριες ντίζελ παρουσιάζουν πολύ μεγάλο OPEX, προκαλώντας το LCOE να είναι πιο σταθερό σε όλους τους επενδυτικούς ορίζοντες. Τα κόστη που σχετίζονται με τη χρήση γεννητριών ντίζελ οφείλονται κυρίως στα λειτουργικά έξοδα που προκαλούνται από την κατανάλωση ορυκτών καυσίμων, των οποίων το κόστος είναι υψηλό λόγω ζητημάτων μεταφοράς και εφοδιαστικής σε απομακρυσμένες τοποθεσίες (ένα συγκεκριμένο κόστος κατανάλωσης 2 € / L υποτίθεται ότι ήταν στην πραγματικότητα, σύμφωνα με τις γνώσεις του συνεργάτη του έργου).

Το Σχ. 6.34 δείχνει τα διάφορα στοιχεία που συμβάλλουν στο LCOE, λαμβάνοντας υπόψη τον 20ετή χρονικό ορίζοντα. Μπορεί να φανεί ότι το υβριδικό σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, δηλαδή, μπαταρία συν υδρογόνο (ηλεκτρολύτης, δεξαμενή αποθήκευσης αερίου και κυψέλη καυσίμου), αντιπροσωπεύει ένα σχετικό μερίδιο του συνολικού κόστους ηλεκτρικής ενέργειας, κυρίως λόγω του υψηλού κόστους εξοπλισμού H₂. Ωστόσο, απαιτείται η παρουσία μιας λύσης αποθήκευσης ενέργειας για καλύτερη εκμετάλλευση των τοπικών ανανεώσιμων πηγών και το υδρογόνο καθίσταται χρήσιμο

για την υψηλότερη ενεργειακή του ικανότητα, παρόλο που οι μπαταρίες συμβάλλουν περισσότερο στην κάλυψη φορτίου. Όταν δεν υπάρχει γεννήτρια ντίζελ για μείγμα τεχνολογίας, ο υβριδισμός αποθήκευσης ενέργειας (δηλαδή, μπαταρία συν H_2) είχε ως αποτέλεσμα το χαμηλότερο LCOE, σε σύγκριση με την περίπτωση με μόνο μπαταρία και μόνο υδρογόνο. Συγκεκριμένα, το H_2 αποδείχθηκε χρήσιμο ως εποχιακή αποθήκευση ενέργειας παρέχοντας ενέργεια κυρίως κατά τη θερινή περίοδο κατά την οποία παρατηρείται αυξημένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας λόγω του τουρισμού (όπως φαίνεται στο Σχ. 6.26). Το υδρογόνο φαίνεται επομένως χρήσιμο για την αποθήκευση ενέργειας για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα και για την αποφυγή της υπερβολικής διάστασης των μπαταριών.



Σχήμα 6.34: Συνεισφορές στο LCOE στα 20 χρόνια για Ginostra (a), Agkistro (b), Ambornetti (c) and Froan (d).

Θα πρέπει επίσης να σημειωθεί ότι η πιθανή τοπική χρήση υποπροϊόντων από τη λειτουργία συσκευών με βάση το H_2 , όπως η θερμότητα και το οξυγόνο, δεν έχει ληφθεί υπόψη στην παρούσα οικονομική ανάλυση. Στα νησιά Froan, για παράδειγμα, το οξυγόνο που παράγεται από τον ηλεκτρολύτη θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί σε τοπικές ιχθυοκαλλιέργειες, αυξάνοντας έτσι το πιθανό εισόδημα της διαμόρφωσης RES + hybrid-

P2P. Επιπλέον, τα περιβαλλοντικά πλεονεκτήματα συνδέονται επίσης με αυτούς τους τύπους υβριδικών συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, καθώς αντιπροσωπεύουν μια ενδιαφέρουσα εναλλακτική λύση χαμηλού άνθρακα στη χρήση παραδοσιακών ορυκτών καυσίμων. Πράγματι, η οικονομική αξιολόγηση της μείωσης των εκπομπών θα βελτιώσει περαιτέρω τα αποτελέσματα για τα σενάρια ΑΠΕ.

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑ

Διεξήχθη μια τεχνικοοικονομική ανάλυση για τις 4 τοποθεσίες μέσω προσομοιώσεων ενεργειακού ισοζυγίου για ένα έτος αναφοράς με χρονικό βήμα 1 ώρας μετά τον καθορισμό μιας στρατηγικής διαχείρισης ενέργειας για το υβριδικό σύστημα P2P. Η εγκατάσταση υβριδικού συστήματος ΑΠΕ-αποθήκευσης μπαταρίας- H_2 αποδείχθηκε ότι επιτρέπει τη σημαντική μείωση ή ακόμη και την εξάλειψη της χρήσης παραγωγής ενέργειας με βάση τα ορυκτά. Στη Ginostra, συνετελέσθη η μείωση της λειτουργίας των σημερινών γεννητριών ντίζελ σε λιγότερο από 4% της συνολικής ηλεκτρικής ζήτησης της τοπικής κοινότητας. Στο Froan, μόνο το 4,6% του συνολικού ετήσιου φορτίου πρέπει να τροφοδοτείται από πετρελαιοκινητήρα. Στο Ambornetti εξασφαλίστηκε πλήρης ενεργειακή αυτονομία χάρη στην εκμετάλλευση τοπικών πηγών ηλιακής και βιομάζας. Τέλος, στο Agkistro, η διαμόρφωση P2P επιβεβαιώθηκε ότι ήταν αποτελεσματική ως εφεδρική λύση, διασφαλίζοντας σχεδόν τρεις ημέρες ενεργειακής αυτονομίας σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης ή συντήρησης του υδροηλεκτρικού σταθμού. Γενικά, η λύση του H_2 είναι χρήσιμη για τη δυνατότητα μακροπρόθεσμης αποθήκευσης κυρίως κατά τη διάρκεια συντήρησης, έκτακτης ανάγκης ή περιόδων του έτους με υψηλότερη ηλεκτρική ζήτηση. Στη συνέχεια πραγματοποιήθηκε οικονομική ανάλυση για σύγκριση μεταξύ της καινοτόμου διαμόρφωσης (χρησιμοποιώντας κόστος τόσο από πηγές βιβλιογραφίας όσο και από συνεργάτες REMOTE) και της τρέχουσας / εναλλακτικής από πλευράς LCOE. Για όλες τους εξεταζόμενες τοποθεσίες, η εκμετάλλευση των τοπικών ανανεώσιμων πηγών μαζί με την υιοθέτηση ενός υβριδικού συστήματος P2P αποδείχθηκε πιο αποτελεσματική από πλευράς κόστους από τις παραδοσιακές επιλογές βραχυπρόθεσμα ή μακροπρόθεσμα. Τα αποτελέσματα αυτών των προσομοιώσεων έδειξαν έτσι τη χρησιμότητα και την οικονομική βιωσιμότητα των συστημάτων P2P που βρίσκονται σε απομακρυσμένες αυτόνομες περιοχές μικρο-δικτύου. Περιβαλλοντικά οφέλη όπως η μειωμένη εκπομπή CO_2 λόγω του χαμηλότερου μεριδίου γεννήτριας ντίζελ και η αποφυγή επεμβατικών έργων λόγω συνδέσεων δικτύου πρέπει επίσης να ληφθούν υπόψη. Είναι επίσης σημαντικό να σημειωθεί ότι τα συστήματα επίδειξης που αναπτύχθηκαν στο πλαίσιο του έργου REMOTE δεν αντιπροσωπεύουν μονάδες μαζικής παραγωγής. Έτσι, το κόστος τους αναμένεται να μειωθεί με την περαιτέρω ανάπτυξη των τεχνολογιών υδρογόνου και τη διάδοση της αγοράς τους, καθιστώντας τα συστήματα P2P όλο και πιο ελκυστικά.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7^ο

7. ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΤΗΝ ΚΑΡΠΑΘΟ-TEST CASE

7.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

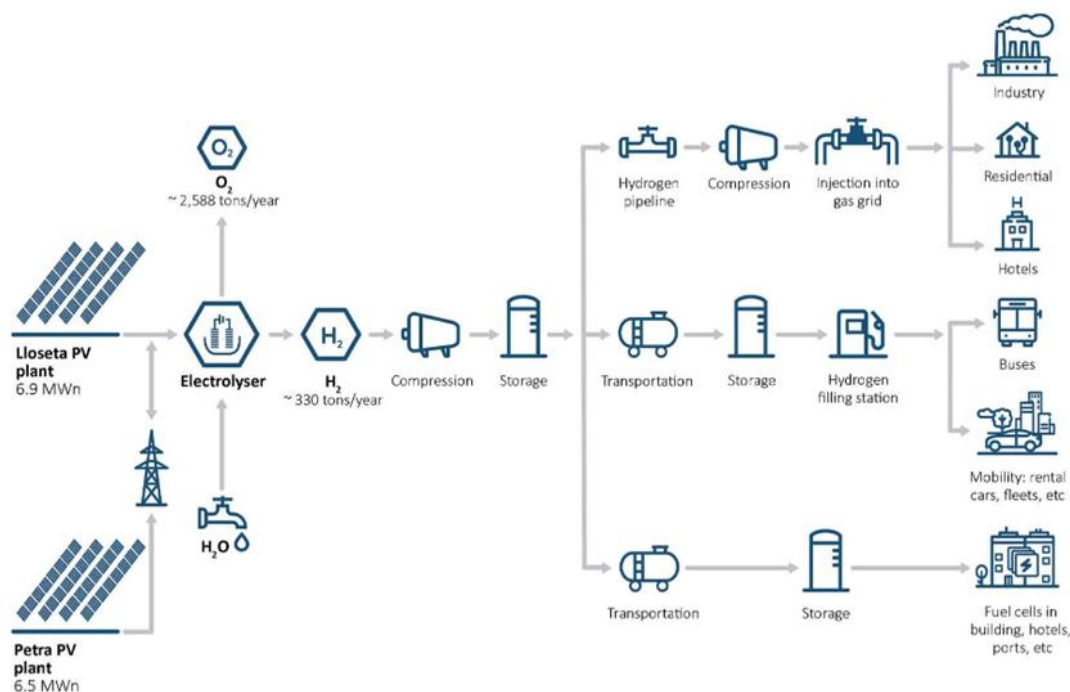
Τα τελευταία χρόνια η γενικότερη κατεύθυνση τόσο της ευρωπαϊκής όσο και γενικότερα της παγκόσμιας ενεργειακής πολιτικής, στο πλαίσιο της οποίας διεισδύει ολοένα και περισσότερο η τεχνολογία του υδρογόνου σε υβριδικά συστήματα ΑΠΕ, είναι η ανάπτυξη της “πράσινης λύσης” και της κατακόρυφης μείωσης των ρύπων και των αερίων του θερμοκηπίου, μέσω του στόχου για εγκατάσταση 2.500 TWh και μείωσης εκπομπών CO₂ έως και 560 Mt μέχρι το 2050 [1]. Αξίζει ταυτόχρονα να σημειωθεί ότι, στην προσπάθεια ανάδειξης και στήριξης αυτής της κατεύθυνσης επενδύονται πολύ μεγάλα οικονομικά ποσά, ώστε να δελεάσουν τις κυβερνήσεις και τους επενδυτικούς ομίλους να στηρίξουν αυτή τη λογική, δημιουργώντας 56 πρότζεκτ με επενδύσεις 215 εκατομμυρίων ευρώ από το πρόγραμμα FCH JU για το Horizon 2020 [2].

Με απόφαση της Κομισιόν, η Ευρωπαϊκή Ένωση κατέστρωσε ένα πλάνο για να ενισχύσει τη λεγόμενη “Οικονομία του Υδρογόνου”, βάσει του οποίου προγραμματίζεται η εγκατάσταση 6 MW ηλεκτρολυτών υδρογόνου μέχρι το 2024, με στόχο τη συνολική εγκατάσταση 30 MW μέχρι το 2030 [3].

Πρωτοπόρος στη διείσδυση των ΑΠΕ και την πράσινη ανάπτυξη είναι η Δανία, η οποία καλύπτει το 40% των αναγκών της από ΑΠΕ και φιλοδοξεί να πετύχει την 100% κάλυψη [4]. Σε μια προσπάθεια υιοθέτησης περαιτέρω περιβαλλοντικών λύσεων, στόχευσε στην εγκατάσταση μέχρι το 2025 μονάδας παραγωγής υδρογόνου 14 MW, για την αντικατάσταση της ήδη υπάρχουσας των 5,6 MW στο Orsted, σαν μέρος του προγράμματος “Holland Coast South” που λαμβάνει χώρα στην Ολλανδία [5]. Ακόμα, προωθήθηκε η συνεργασία των Copenhagen Airports, Scandinavian Airlines (SAS) and Danish transport and logistics groups A.P. Moller Maersk, DSV Panalpina and DFDS για την ανάπτυξη ενός ανανεώσιμου ηλεκτρολύτη 250 MW στην Κοπεγχάγη έως το 2027 [6] ή την επιθυμία της Dominion Energy να εγκαταστήσει μια γιγάντια ανεμογεννήτρια 14 MW της Siemens Gamesa στο πλαίσιο του έργου εγκατάστασης 2.6 GW της Coastal Virginia Offshore Wind (CVOW) έως το 2026 [7].

Χαρακτηριστικό και πλέον σύγχρονο παράδειγμα λογίζεται η μεγάλη επένδυση της εταιρείας Acciona στην Mallorca της Ισπανίας, με την εγκατάσταση παραγωγής και αποθήκευσης υδρογόνου. Η μονάδα αποτελείται από δύο φωτοβολταϊκά στους δήμους Lloseta και Petra, χωρητικότητας 6.9 and 6.5 MW αντίστοιχα. Στόχος του έργου είναι η παραγωγή 300.000 τόνων υδρογόνου ετησίως μέχρι το 2030, ενώ προγραμματίζεται και η συνολική μείωση 20.000 περίπου τόνων CO₂ ετησίως, καθιστώντας το εμβληματικό

αυτό έργο περιβαλλοντικά και ενεργειακά πρωτοπόρο[8]. Το έργο αυτό, συνολικού κόστους 50 εκατομμυρίων ευρώ με τα 20,5 εκατομμύρια να έχουν ήδη επενδυθεί [9] εντάσσεται στο πλαίσιο του προγράμματος “European Green Hysland project”, για το οποίο η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει επενδύσει περισσότερα από 10 εκατομμύρια ευρώ μέσω του FCH JU (Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking) [9]. Μέσω του έργου αυτού αλλά και πολλών ακόμα ίδιας ή μεγαλύτερης κλίμακας, η Ισπανία φιλοδοξεί να εγκαταστήσει μέχρι το 2030 4 GW ανανεώσιμου υδρογόνου, συνολικού κόστους 8,9 δισεκατομμυρίων ευρώ [10].



Σχήμα 1.1. Αναπαράσταση της μονάδας παραγωγής-αποθήκευσης υδρογόνου της εταιρείας Acciona στη Μαγιόρκα.

Όσον αφορά την ανάπτυξη της “Οικονομίας του Υδρογόνου” στην Ελλάδα, είναι γεγονός ότι βρίσκεται σε πολύ πρώιμο επίπεδο ανάπτυξης, σχεδόν ανύπαρκτο. Η πρώτη και μοναδική μέχρι στιγμής ελπιδοφόρα προσπάθεια διεξήχθη από το ΚΑΠΕ (Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας) στο πλαίσιο του Ευρωπαϊκού προγράμματος RES2H2 (2001-2007), με το σχεδιασμό και την υλοποίηση μια μονάδας παραγωγής και αποθήκευσης υδρογόνου. Για τις ανάγκες της μελέτης χρησιμοποιήθηκαν [11], [12]:

- Μία ανεμογεννήτρια Enercon E-40 των 500 kW.
- Μία αλκαλική μονάδα ηλεκτρόλυσης των 25 kW δυνατότητας παραγωγής έως 5 Nm³/h σε πίεση 20 bar και καθαρότητα 99,98%.
- Μία συμβατική δεξαμενή υδρογόνου (buffer): Αποτελείται από 9 κυλίνδρους των 40 λίτρων (συστοιχία συνολικού όγκου 360 λίτρων), που αποθηκεύουν υδρογόνο ανάμεσα στα 10 και τα 18 bar.

- 6 κυλινδρικές δεξαμενές από ανοξείδωτο χάλυβα αποθήκευσης μεταλλικών υδριδίων, με διανομή υδρογόνου με την ονομαστική ροή των 0.45 kg/h υδρογόνου (40 Nm³) για πίεση εκρόφησης στα 14 bar και θερμοκρασία 50-60°C.
- Ένας συμπιεστής υδρογόνου τριπλού μεταλλικού διαφράγματος ονομαστικής ικανότητας 0.45 kg/h H₂ (5 Nm³/h) για πίεση εισόδου 14 bar στους 40°C και για πίεση εξόδου 220 bar στους 65°C, με ισχύ ηλεκτρικού κινητήρα 5.6 kW.
- Μονάδα εμφιάλωσης, με δύο μεμονωμένες φιάλες και μια συστοιχία 12 φιαλών. Κάθε φιάλη έχει όγκο 50 λίτρων και χωρητικότητα 0.8 kg H₂ (9 Nm³), οπότε η μέγιστη αποθηκευόμενη ποσότητα υδρογόνου υπό υψηλή πίεση (220 bar) είναι 11 kg (126 Nm³).
- Μονάδα κεντρικού ελέγχου και καταγραφής δεδομένων.
- Περιφερειακά συστήματα ψύξης/θέρμανσης, συμπιεσμένου αέρα κ.λπ

7.2 ΣΚΟΠΟΣ

Ο σκοπός της παρούσας τεχνικής μελέτης, είναι η εγκατάσταση παραγωγής και αποθήκευσης υδρογόνου από ΑΠΕ στην Κάρπαθο, ένα νησί που χαρακτηρίζεται από υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό, πράγμα που ευνοεί την εγκατάσταση τόσο Α/Γ όσο και Φ/Β. Το test case περιλαμβάνει τη μελέτη και διερεύνηση της παραγωγής και πώλησης υδρογόνου για καύσιμο ή για άλλες λειτουργίες, καθώς και το κατά πόσο είναι συμφέρουσα μια τέτοια επένδυση στο νησί της Καρπάθου. Η ανάλυση χωρίζεται σε 2 σενάρια:

A) την παραγωγή υδρογόνου από ΑΠΕ και συγκεκριμένα από Α/Γ με εγκατεστημένη ισχύ 1MW στην Κάρπαθο, ώστε να φανεί αν είναι οικονομικά συμφέρουσα η εγκατάσταση μονάδας παραγωγής H₂ στο νησί.

B) την παραγωγή υδρογόνου από ΑΠΕ και συγκεκριμένα από Α/Γ με εγκατεστημένη ισχύ 10 MW ώστε να φανεί αν είναι οικονομικά συμφέρουσα η εγκατάσταση μονάδας παραγωγής H₂ στο νησί.

Ένα μεγάλο πρόβλημα αυτής της μελέτης ήταν -όπως έχουμε ήδη αναφέρει- η μεγάλη έλλειψη στοιχείων για όλες τις παραμέτρους που εξετάζουμε, καθώς η "Τεχνολογία και Οικονομία Υδρογόνου" δεν έχει αναπτυχθεί σχεδόν καθόλου στην Ελλάδα, ενώ και οι ξένες εταιρείες που εμπορεύονται τα στοιχεία της εγκατάστασης είναι ιδιαίτερα φειδωλές όσον αφορά τα ακριβή μεγέθη τους και τις τιμές τους. Για το λόγο αυτό, εξετάστηκαν αρκετές τιμές από διάφορες εφαρμογές του H₂ στην ηλεκτροπαραγωγή και πάρθηκε μια μέση και προς τα πάνω τιμή για όλα τα στοιχεία, καθώς βασικός στόχος της μελέτης είναι η τεχνο-οικονομική εκτίμηση της εγκατάστασης H₂ με βάση το χειρότερο σενάριο.

7.3 Α ΣΕΝΑΡΙΟ-ΠΑΡΑΓΩΓΗ Η₂ ΑΠΟ Α/Γ 1 MW

7.3.1 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΦΟΡΤΙΟΥ-ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Σε πρώτο πλάνο, προκειμένου να απλοποιήσουμε τους υπολογισμούς του παραγόμενου φορτίου από την Α/Γ για ένα ολόκληρο έτος, από τη στιγμή που δεν έχουμε βασικά στοιχεία για την εύρεση του (ρόδο ανέμου, μέση ταχύτητα ανέμου κ.λ.π) θεωρούμε ότι για τη λειτουργία τόσο της Α/Γ όσο και της εγκατάστασης παραγωγής Η₂ για (365·24) 8760 ώρες με έναν Capacity Factor (CF) 25%, που είναι μια καλή τιμή για τα δεδομένα του νησιού [13], παράγονται 2190 MWh, δηλαδή με αυτό το φορτίο λειτουργεί καθημερινά για όλες τις ώρες της ημέρας και για έναν χρόνο η Α/Γ και η εγκατάσταση Η₂.

Αρχικά, καλούμαστε να υπολογίσουμε την ετήσια, ημερήσια και ωριαία παραγωγή Η₂ από τον ηλεκτρολύτη. Με δεδομένο πως ένας μέσος ηλεκτρολύτης PEM μπορεί να παραγάγει 1kg Η₂ με 40-50kWh (ή εναλλακτικά έχει αποδοτικότητα κοντά στο 68%), εμείς παίρνοντας το μέσο (δηλαδή 45 kWh) υπολογίζουμε ότι οι 2190MWh που συνολικά παράγονται σε ένα χρόνο από την εγκατεστημένη Α/Γ θα παραγάγουν τελικά 48.666,67 kg Η₂ ετησίως, ή 133,34 kg τη μέρα ή 5,56 kg την ώρα. Όπως προείπαμε, η μελέτη διερευνά τη δυνατότητα παραγωγής Η₂ στην Κάρπαθο, εστιάζοντας σε ένα από τα χείριστα (οικονομικά, αποδοτικά κ.λ.π) σενάρια για όλα τα συστατικά. Επί παραδείγματι, όσον αφορά τον ηλεκτρολύτη υπάρχουν στο εμπόριο ποικιλία αυτών, από 20kW-1MW ανάλογα τη λειτουργία/ παραγωγή που θέλουμε καθώς και από το ονομαστικό φορτίο που έχει να διαχειριστεί ο εκάστοτε ηλεκτρολύτης, και 200-3000 €/kW αντίστοιχα (τα οποία μπορεί και να αυξάνονται ακόμα παραπάνω για έργα πολύ μεγάλης κλίμακας).

7.3.2 ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΕΡΙΟΥ ΚΑΙ ΥΓΡΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Προχωρώντας περαιτέρω την ανάλυση για τα κόστη του ηλεκτρολύτη προκειμένου να επιλέξουμε τον κατάλληλο, εξετάζουμε διάφορες τιμές και μεγέθη. Η ανάλυση για του DOE [16] δίνει τιμή 300\$/kW της [28] για 400-960 €/kW, ενώ βάσει της ανάλυσης της [22] βλέπουμε ότι το κόστος ενός κεντροποιημένου PEM ηλεκτρολύτη χαμηλής κλίμακας για το 2015 είναι 1400€/kW ενώ η πρόβλεψη για το 2030 υπολογίζει το κόστος σε περίπου 340 €/kW. Όπως έχουμε πει και πρωτίτερα, η μελέτη αυτή στηρίζεται σε εκτίμηση του συνολικού κόστους παραγωγής και εγκατάστασης υδρογόνου με βάση το χειρότερο σενάριο, οπότε αντί της μέσης τιμής περί την οποία θα κυμαίνεται το κόστος του ηλεκτρολύτη για το 2021, δηλαδή περίπου 870 €/kW, εμείς θεωρούμε τιμή 920 €/kW. Όσον αφορά το μέγεθος, από τη στιγμή που θεωρήθηκε ότι η ανεμογεννήτρια έχει σταθερή ωριαία ισχύ περίπου 250 kW για όλες τις μέρες του χρόνου, οι τρόποι επιλογής κατάλληλου ηλεκτρολύτη είναι οι εξής:

A) Με εγκατάσταση ηλεκτρολύτη χωρητικότητας όση το ονομαστικό φορτίο της Α/Γ, δηλαδή 1MW.

B) Με διαστασιολόγηση του ηλεκτρολύτη ώστε να προσαρμόζεται στην εκάστοτε ζήτηση.

Από τον A) τρόπο συμπεραίνουμε ότι η ζήτηση σαφώς καλύπτεται ανά πάσα ώρα και στιγμή, καθώς έχει τη δυνατότητα κάλυψης ακόμα και του ονομαστικού φορτίου που

μπορεί να παραγάγει η Α/Γ- το οποίο είναι και το μέγιστο δυνατό – καθιστώντας το σύστημα μονίμως έτοιμο. Τεράστιο βέβαια μειονέκτημα αυτής της λογικής είναι το δυσθεώρητο κόστος που τη χαρακτηρίζει, με αποτέλεσμα να κρίνεται εκ προοιμίου ασύμφορη μια τέτοιου είδους επένδυση.

Από την άλλη ο Β) τρόπος εξασφαλίζει σαφώς μικρότερο κόστος αφού αναλογικά χρησιμοποιούμε πολύ μικρότερο ηλεκτρολύτη, αλλά έχει το εμφανές μειονέκτημα να μη λειτουργεί ο ηλεκτρολύτης σε περιόδους που ο άνεμος είναι πιο δυνατός με αποτέλεσμα μεγαλύτερη παραγωγή ισχύος από τα συγκεκριμένα kW ηλεκτρολύτη που θα έχουμε επιλέξει ή ακόμα και με ισχύ κοντά στην ονομαστική.

Σε αυτό το σημείο να τονιστεί ότι ένα 5-10% της παραγωγής από τις ανεμογεννήτριες εγχύεται στο δίκτυο τη στιγμή που ο ηλεκτρολύτης δουλεύει στη μέγιστη απόδοση, με αποτέλεσμα αυτό το ποσοστό να μην αξιοποιείται, κάτι που λήφθηκε επίσης υπόψη κατά την επιλογή του κατάλληλου ηλεκτρολύτη. Ταυτόχρονα, έχοντας υπόψη το κατ' εκτίμηση μέσο παραγόμενο φορτίο της ανεμογεννήτριας, η μελέτη θεωρεί πως για τα δεδομένα της Καρπάθου και των επιλεγμένων Α/Γ δε θα παραχθεί αρκετές φορές μέσα στο χρόνο φορτίο μεγαλύτερο από 500 kW κι ακόμα κι αν αυτό συμβεί, θα είναι τόσες λίγες οι φορές που –σε συνδυασμό με το φορτίο αποκοπής που αναφέρθηκε παραπάνω- δεν αξίζει να επιλεγεί διαστατοποιημένος ηλεκτρολύτης μεγαλύτερου μεγέθους, από οικονομικής και ενεργειακής άποψης.

Με αυτά τα δεδομένα, επιλέγεται ο ηλεκτρολύτης με τα παρακάτω χαρακτηριστικά:

Μέγεθος: 500 kW

CAPEX: 920 €/kW άρα συνολικό κόστος εγκατάστασης 312.800€

O&M Costs: 40 €/kW, δηλαδή 13.600 €/year

Διάρκεια ζωής: 20 χρόνια

Αποδοτικότητα: 68 %



Εικόνα 3.1.1 PEM ηλεκτρολύτης 500 kW της εταιρείας Siemens [32]

Όσον αφορά την ανεμογεννήτρια, υπήρχαν διάφορες επιλογές μεγεθών και ισχύος [18] με πρόταση για κόστος εγκατάστασης 770 \$/kW και κόστος λειτουργίας και συντήρησης 33\$/kW αλλά καταλήξαμε μέσω της [22] στα εξής χαρακτηριστικά:

CAPEX: 1400 €/kW και για Α/Γ 1 MW προκύπτει συνολικό κόστος εγκατάστασης 1.400.000 €

O&M Costs: 20 €/kW άρα 20.000 €/year

Ο υπολογισμός του συνολικού κόστους βασίζεται στην εξής μεθοδολογία [15]:

$$\text{Costtotal} (\$) = \text{Costpcs} (\$) + \text{Coststorage} (\$) + \text{CostBop} (\$)$$

Hydrogen system costs are developed somewhat differently, as described in the previous report. For most systems, the cost of the PCS is proportional to the power rating:

$\text{Costpcs} (\$) = \text{UnitCostpcs} (\$/\text{kW}) \times P (\text{kW})$ όπου P η συνολική παραγόμενη ισχύς της μονάδας.

Συνήθως όμως υπολογίζεται με βάση την παραγόμενη ενέργεια:

$$\text{Coststorage} (\$) = \text{UnitCoststorage} (\$/\text{kWh}) \times E (\text{kWh}) \text{ όπου } E \text{ η αποθηκευμένη ενέργεια.}$$

Γενικά, η E ισούται με $P \times t$, όπου t ο χρόνος λειτουργίας. Άλλος εναλλακτικός υπολογισμός είναι ο εξής:

$$\text{Coststorage} (\$) = \text{UnitCoststorage} (\$/\text{kWh}) \times (E (\text{kWh}) / \eta) \text{ όπου } \eta \text{ η αποδοτικότητα του συστήματος.}$$

Με βάση τα παραπάνω, προκειμένου να υπολογίσουμε το συνολικό κόστος που απαιτείται για την παραγωγή 1kg H₂ χρησιμοποιούμε τον τύπο του LCOH (σταθμισμένο κόστος υδρογόνου) ο οποίος είναι ο εξής [23]:

$$\text{LCOH} = (\text{R} \cdot \text{I} + \text{M}) / \text{HP}$$

Όπου HP το συνολικό ετήσιο παραγόμενο υδρογόνο (Hydrogen Production) , $\text{I} = \text{CAPEX} (\text{€}/\text{kW}) \cdot \text{ισχύς εξόδου (power output)}$ σε kW, το συνολικό κόστος της εγκατάστασης σε €, M το κόστος συντήρησης και λειτουργίας για ένα χρόνο (σε €/year) , R ο συντελεστής αναγωγής που ορίζεται ως:

$$\text{R} = i / (1 - (1+i)^{-n})$$

Όπου i είναι το επιτόκιο (το οποίο θεωρούμε για τις ανάγκες της μελέτης 6%) και n ο χρονικός ορίζοντας της επένδυσης (εδώ 20 χρόνια).

Με αυτά τα δεδομένα, υπολογίζεται το συνολικό κόστος εγκατάστασης 1.712.800 €, $\text{R} = 0,08718$ και $\text{M} = \text{OPEX} = 33.600 \text{ €/year}$, ενώ έχουμε ήδη υπολογίσει ότι $\text{HP} = 48.666,67 \text{ kg H}_2$, οπότε προκύπτει ότι το συνολικό σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενός κιλού αερίου υδρογόνου είναι $\text{LCOH} = 3,758 \text{ €/kg H}_2$.

Εφόσον λοιπόν υπολογίσαμε το κόστος παραγωγής για 1kg αέριο υδρογόνο, συνεχίζουμε την ανάλυση για να υπολογίσουμε και το κόστος παραγωγής του υγρού υδρογόνου. Ο λόγος που ενδεχομένως χρειάζεται να γίνει αυτό είναι το γεγονός πως το υδρογόνο κατά κύριο λόγο μεταφέρεται σε υγρή μορφή, αφενός γιατί υπάρχει συνήθως ήδη δίκτυο τόσο μεταφοράς όσο και διανομής (η μεταφορά/διανομή του μπορεί να εξυπηρετηθεί και από τα δίκτυα μεταφοράς βενζίνης ή φυσικού αερίου) αφετέρου γιατί είναι πιο ασφαλής η μεταφορά του, καθώς οι πολύ μεγάλες πιέσεις που απαιτούνται για τη συμπίεση του παραγόμενου αερίου υδρογόνου ώστε να μπορεί να μεταφερθεί σε αέρια μορφή είναι της τάξης των 350-700 bar, ένα πολύ μεγάλο νούμερο που αυξάνει την πιθανότητα πρόκλησης έκρηξης. Το μεγάλο μειονέκτημα βέβαια της υγρής αποθήκευσης είναι τα τεράστια ποσά ενέργειας ψύξης που χρειάζονται να δαπανηθούν, καθώς για την υγροποίησή του (κρυογονική μέθοδος) το υδρογόνο χρειάζεται να φτάσει στους 20 βαθμούς πάνω από το απόλυτο μηδέν (-256 Κελσίου) [20] απαιτώντας κατανάλωση ενέργειας κοντά στα 12,5-15 kWh/kg H₂ [14].

Το επιπλέον κόστος που περιγράφηκε παραπάνω αναφέρεται στην [22] ως κόστος του Hydrogen Liquefaction Plant με CAPEX στα 740 €/kW και OPEX στα 20 €/kW, το οποίο προστίθεται στα ήδη υπάρχοντα κόστη παραγωγής για το αέριο υδρογόνο.

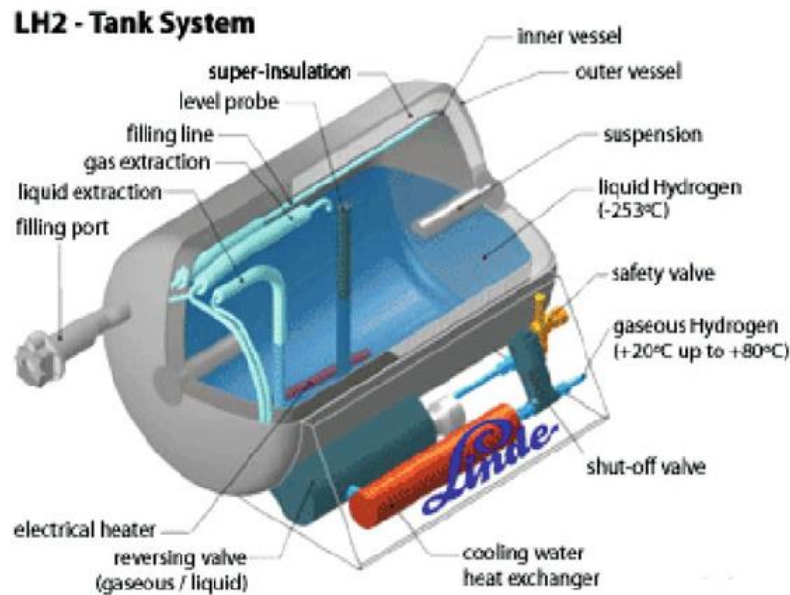
Θέτοντας λοιπόν ένα επιτόκιο αντίστοιχα με πριν 6% (ίδιο για όλα τα οικονομικά δεδομένα για ευκολία υπολογισμών), και προσθέτοντας στον ήδη υπάρχοντα τύπο υπολογισμού κόστους του αερίου υδρογόνου LCOH τα CAPEX, OPEX του υγρού (στα οποία περιλαμβάνεται και το προαναφερθείσα ενεργειακή δαπάνη που απαιτείται για την υγροποίησή του) για να προκύψει το νέο LCOHL, προκύπτει ένα συνολικό κόστος εγκατάστασης για το υγρό υδρογόνο I=1.964.400 €, συνολικό κόστος συντήρησης και λειτουργίας M=OPEX=40.400 €/year οπότε το συνολικό σταθμισμένο κόστος για το υγρό υδρογόνο είναι LCOHL=4,349 €/kg H₂. Να σημειωθεί σε αυτό το σημείο ότι για τις ανάγκες της μελέτης αυτής και για λόγους απλοποίησης, το προαναφερθέν κόστος που συνεπάγεται από την κρυογονική μέθοδο συμπεριλαμβάνονται σαν οικονομικό μέγεθος στο κόστος του Hydrogen Liquefaction Plant.

7.3.3 ΚΟΣΤΟΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΑΕΡΙΟΥ ΚΑΙ ΥΓΡΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Αποθήκευση υγρού υδρογόνου επί του οχήματος

Τεχνικά στοιχεία

Το υγρό H₂ είναι διπλά περιτοιχισμένο από ανοξείδωτο ατσάλι. Η ίδια η δεξαμενή ζυγίζει 90kg και έχει όγκο 68l (καθαρό). Η μέγιστη πίεση στο εσωτερικό είναι 0.6MPa. Έχει αναπτυχθεί ένα σύστημα ψύξης, το οποίο αυξάνει το χρόνο έως ότου αρχίζει η εξάτμιση σε περίπου 12 ημέρες (Linde AG 2003). Αυτό το σύστημα χρησιμοποιεί κρύο αέριο υδρογόνο για να υγροποιήσει τον αέρα (-191°C), ο οποίος χρησιμοποιείται στη συνέχεια ως παράγοντας ψύξης της δεξαμενής. Το ποσοστό εξάτμισης θεωρείται ότι είναι λιγότερο από 1%. Για να γεμίσει τη δεξαμενή, χρειάζεται λιγότερο από δύο λεπτά [33].

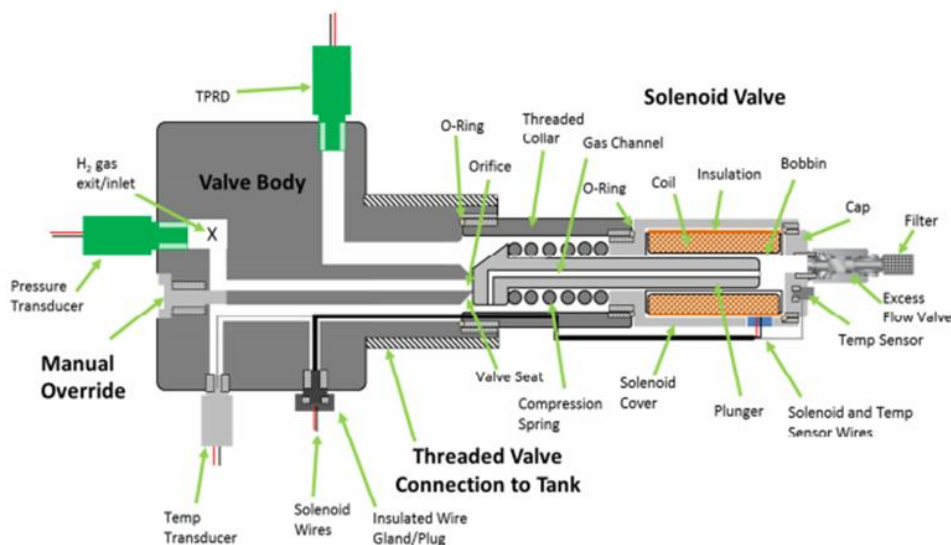


Εικόνα 7.3.1 Αναπαράσταση δεξαμενής αποθήκευσης υγρού καυσίμου [34]

Αποθήκευση αερίου υδρογόνου επί του οχήματος

Τεχνικά στοιχεία

Η αποθήκευση υδρογόνου επί του οχήματος με αέρια μορφή είναι αυτήν την περίοδο η απλούστερη, τεχνικά ώριμη και φτηνότερη μέθοδος αποθήκευσης. Οι δεξαμενές συμπιεσμένου H_2 με πιέσεις που κυμαίνονται από 35 μέχρι 70MPa περίπου έχουν χρησιμοποιηθεί παγκοσμίως. Αυτά τα συστήματα δεξαμενών έχουν επιδείξει ένα 12% σε βάρος αποθήκευσης υδρογόνου στα 70MPa, μαζί με έναν παράγοντα ασφάλειας 2.35 (πίεση έκρηξης 158MPa) όπως απαιτείται από τις ευρωπαϊκές προδιαγραφές του προγράμματος υδρογόνου [33].



Εικόνα 7.3.2. Αναπαράσταση δεξαμενής συμπιεσμένου υδρογόνου στα 700 bar [17].

Ογκώδης αποθήκευση υγρού υδρογόνου

Βασικός μηχανισμός

Η αποθήκευση μεγαλύτερων ποσοτήτων υγρού υδρογόνου μπορεί να είναι απαραίτητη είτε στις εγκαταστάσεις υδροποίησης είτε στα κέντρα διανομής, όπως π.χ. στους σταθμούς τροφοδότησης καυσίμων. Το υδρογόνο είναι υγρό σε χαμηλές θερμοκρασίες $\sim 20 \text{ K}$ ($- 253^\circ\text{C}$) στα 0.1 MPa. Επομένως οι δεξαμενές αποθήκευσης πρέπει να είναι από ανθεκτικά στο κρύο υλικά ή από κράματα χαλύβων ή από αμέταλλα υλικά. Εάν υπάρχει οποιαδήποτε αύξηση στη θερμοκρασία, το υδρογόνο εξατμίζεται και αυξάνει την πίεση στην δεξαμενή. Για να αποφύγουν τις υψηλές πιέσεις, οι δεξαμενές συνήθως σχεδιάζονται ως ανοικτά συστήματα. Για να ελαχιστοποιηθεί η εξάτμιση, τα συστήματα υγρής αποθήκευσης είναι εξαιρετικά μονωμένα: η κενή μόνωση και η πολυστρωματική μόνωση εφαρμόζονται για να περιορίσουν τη μεταφορά αγωγίμης και με ακτινοβολία θερμότητας στο υγρό. Εντούτοις, μερικές απώλειες είναι αναπόφευκτες και η εξάτμιση είναι ο σημαντικότερος παράγοντας [33].

Τεχνικά στοιχεία

Το ποσοστό εξάτμισης είναι συνάρτηση του μεγέθους, της μορφής και της θερμικής μόνωσης της δεξαμενής. Επομένως οι περισσότερες δεξαμενές είναι σφαιρικές και ελαχιστοποιούν την επιφάνεια για δεδομένο όγκο. Αφ' ετέρου, όσο μεγαλύτερος ο όγκος, τόσο χαμηλότερη η αναλογία επιφάνειας/όγκου. Επομένως, η εξάτμιση για μεγάλες δεξαμενές είναι γενικά χαμηλότερη απ' ό,τι για μικρότερες. Οι κατ' εκτίμηση πυκνότητες αποθήκευσης υγρού υδρογόνου κυμαίνονται από 4.2-5.6 MJ/L. Οι όγκοι αποθήκευσης των 60 m³ είναι κατάλληλοι να χρησιμοποιηθούν για την τοπική αποθήκευση στα πρατήρια καυσίμων ή άλλους καταναλωτές [33].

Ογκώδης αποθήκευση αερίου υδρογόνου

Βασικός μηχανισμός

Διαφορετικοί τύποι δεξαμενών πίεσης λειτουργούν σήμερα. Οι σωληνοειδείς δεξαμενές μπορούν να λειτουργούν σε υψηλή πίεση. Τα υλικά χαρακτηριστικά περιορίζουν το μέγεθος των σωλήνων καθώς το πάχος των τοίχων αυξάνεται με το φυσικό όγκο της δεξαμενής. Σήμερα η συνηθέστερα χρησιμοποιημένη βιομηχανική μέθοδος αποθήκευσης για το υδρογόνο είναι οι κυλινδρικές δεξαμενές χάλυβα των 5-7MPa. Περίπου 6% -7% της αποθηκευμένης ενέργειας χρησιμοποιείται για να συμπιέσουν το υδρογόνο. Για στάσιμες εφαρμογές, το υδρογόνο μπορεί επίσης να αποθηκευτεί σε γκαζόμετρα, τα οποία έχουν χρησιμοποιηθεί στο παρελθόν για άλλα αέρια. Ο φυσικός όγκος αποθήκευσης ενός γκαζομέτρου είναι περίπου 350.000m³ ή ακόμα και υψηλότερος [33].

Τεχνικά στοιχεία

Υψηλής πίεσης σωλήνες χρησιμοποιούνται συνήθως για την αποθήκευση υδρογόνου σε πιέσεις μέχρι 20MPa, π.χ. στα πρατήρια καυσίμων ή για την μεταφορά αερίου

υδρογόνου. Οι κυλινδρικές δεξαμενές χάλυβα, που λειτουργούν στα 5-7MPa, χρησιμοποιούνται σήμερα στα 100 - 150m³ του φυσικού όγκου. Μεγαλύτεροι όγκοι χρησιμοποιούνται σε χαμηλότερη πίεση. Το μέγεθος των κυλινδρικών δεξαμενών πίεσης που χρησιμοποιούνται στα 2MPa δεν υπερβαίνει τα 10.000Nm³ σήμερα, αντιστοιχώντας σε φυσικό όγκο 560m³. Οι σφαιρικές δεξαμενές πίεσης χρησιμοποιούνται στα 0.6-2MPa στα 100.000Nm³. Η χρήση αυτού του είδους στάσιμης δεξαμενής αποθήκευσης είναι υψηλή: 360 d/a αναφέρονται από τον Taylor. Η τεχνική διάρκεια ζωής τίθεται στα 22 έτη, αλλά μπορεί να είναι υψηλότερη για τις σφαιρικές δεξαμενές που χρησιμοποιούνται σε χαμηλότερη πίεση [33].

Οικονομικά στοιχεία

Αν τώρα θέλουμε να υπολογίσουμε επιπλέον και το κόστος που απαιτείται προκειμένου να αποθηκεύσουμε το παραγόμενο υδρογόνο, χρειάζεται να εγκαταστήσουμε έναν σταθμό συμπίεσης κι ένα δοχείο πίεσης για το αέριο υδρογόνο και μια δεξαμενή αποθήκευσης για το υγρό υδρογόνο, ενώ για τη δεύτερη περίπτωση απαιτείται και η κατασκευή ενός σταθμού ανεφοδιασμού ώστε να μπορεί μετά το παραγόμενο υγρό υδρογόνο να είναι έτοιμο προς πώληση, κατανάλωση ή μεταφορά.

Μέσω της μελέτης των [14], [21], [22] η τιμή εγκατάστασης ενός συμπιεστή κυμαίνεται στα 80-380 \$/kW, ενώ μελέτες φθάνουν και για ανάλυση κόστους που αγγίζει τα 900 €/kg H₂. Αυτές βέβαια οι αναλύσεις δεν κρίνονται πλέον έμπιστες, καθώς έχει παρέλθει αρκετός χρόνος από όταν διεξήχθησαν οι μελέτες υπολογισμού τους, και με την πάροδο του χρόνου οι τιμές αυτές λόγω βελτίωσης των συνθηκών και της τεχνολογίας έχουν μειωθεί αισθητά, γι' αυτό και επιλέγουμε τιμή με κόστος εγκατάστασης 110 €/kW και κόστος συντήρησης και λειτουργίας OPEX=0,4 €/kW.

Στη συνέχεια, καλούμαστε να υπολογίσουμε το κόστος εγκατάστασης της δεξαμενής αποθήκευσης αερίου υδρογόνου. Σύμφωνα με την [24], η επιλεγμένη δεξαμενή που είναι κατάλληλη για την αποθήκευση στοιχίζει 114.346,89€ για τα δέκα χρόνια λειτουργίας, αλλά εμείς κινούμαστε πάλι σύμφωνα με την [22], υπολογίζοντας το CAPEX για τη δεξαμενή στα 5.800 €/MWh παραγόμενου υδρογόνου, ενώ δεν εμπεριέχεται κόστος συντήρησης. Υπολογίζεται λοιπόν το συνολικό κόστος εγκατάστασης της δεξαμενής πίεσης και βρίσκεται 8.637.360 €. Αυτή η τιμή είναι και η τελική για το αέριο υδρογόνο πριν τη μεταφορά του ή τη διανομή του (χωρίς προφανώς να υπολογίζονται τα κόστη αυτών), δηλαδή η μελέτη αυτή θεωρεί πως το παραγόμενο αέριο υδρογόνο που βρίσκεται αποθηκευμένο στις δεξαμενές πίεσης καθώς και η ίδια η φύση των δεξαμενών αυτών είναι "εμφιαλωμένο", και ότι το κόστος εμφιάλωσής του περιλαμβάνεται στο κόστος δεξαμενών (ενίοτε και οι ίδιες οι δεξαμενές δεν είναι απαραίτητα μονίμως εγκατεστημένες και μπορούν να παίξουν αυτές το ρόλο της εμφιάλωσης).

Αντίστοιχα για τη δεξαμενή αποθήκευσης υγρού υδρογόνου, η τιμή του CAPEX υπολογίζεται στα 8.200 €/MWh, βρίσκοντας ένα συνολικό κόστος εγκατάστασης κρουγενικής δεξαμενής 12.211.440 €.

Τέλος, το CAPEX του σταθμού τροφοδοσίας κοστολογείται στα 990 €/kW και 4,1 €/kW ως κόστος συντήρησης και λειτουργίας. Υπολογίζοντας το κόστος του σταθμού τροφοδοσίας, επί της ουσίας συμπεριλαμβάνεται σε αυτό και το κόστος εμφιάλωσης του υγρού υδρογόνου, δηλαδή από τη στιγμή που παράγεται και αποθηκεύεται το υγρό υδρογόνο, η παρούσα μελέτη εκτιμά ότι το παραγόμενο υγρό υδρογόνο είναι έτοιμο προς χρήση ή προς πώληση/ μεταφορά.

Προκειμένου να διευκολύνουμε τους υπολογισμούς μας, θα θεωρήσουμε ότι το κόστος τροφοδοσίας συμπεριλαμβάνεται στα κόστη αποθήκευσης, οπότε αθροιστικά υπολογίζουμε το συνολικό κόστος αποθήκευσης στα 8.674.760 € για την αέρια αποθήκευση και 12.548.040 € για την υγρή. Αντίστοιχα, το συνολικό OPEX βρίσκεται 136 €/year για την αέρια και 1.394 € για την υγρή αποθήκευση. Έτσι προκύπτει συνολικό LCOH= 15,542 €/kg H₂ για την αέρια αποθήκευση και 22,507 €/kg H₂ για την υγρή αποθήκευση.

Συμπερασματικά λοιπόν έχουμε:

Πίνακας 2.3.1. Συγκριτική αποτίμηση του κόστους αέριας και υγρής αποθήκευσης.

Κόστη	CAPEX(€)	OPEX (€/year)	LCOH (€/kg H ₂)
Κόστη παραγωγής Αερίου Υδρογόνου	1.712.800	33.600	3,758
Κόστη παραγωγής Υγρού Υδρογόνου	1.964.400	40.400	4,349
Κόστη αποθήκευσης Αερίου Υδρογόνου	8.674.760	136	15,542
Κόστη αποθήκευσης Υγρού Υδρογόνου	12.548.040	1.394	22,507
ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ- ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΓΙΑ ΑΕΡΙΟ ΥΔΡΟΓΟΝΟ	10.387.560	33.736	19,3
ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ- ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΓΙΑ ΥΓΡΟ ΥΔΡΟΓΟΝΟ	14.512.440	41.794	26,856

Παρατηρούμε λοιπόν μέσω του Πίνακα 2.3.1 ότι καθαρά από θέμα παραγωγής και αποθήκευσης είναι σαφώς προτιμότερη η επιλογή της αέριας μορφής. Βέβαια, τονίζεται σε αυτό το σημείο ότι στα παραπάνω κόστη για το αέριο έχουν υπολογιστεί τα κόστη παραγωγής-αποθήκευσης- εμφιάλωσης και όχι αυτά της μεταφοράς-διανομής. Αν υπεισέλθουν στο συνολικό κόστος και αυτά, θα χρειαστεί ένα επιπλέον ιδιαίτερα υψηλό κόστος εγκατάστασης σωλήνων και αγωγών μεταφοράς για το αέριο υδρογόνο καθώς και ναύλωση φορτηγών ή βυτιοφόρων πλοίων ή/και οχημάτων τόσο για το αέριο όσο και για το υγρό υδρογόνο (για τα οποία όμως δε θα γίνει ανάλυση στην παρούσα μελέτη, καθώς δεν υπάρχουν αφενός επαρκή δεδομένα και αφετέρου η ανάλυση αυτή ξεφεύγει από το σκοπό αυτής εργασίας, αρκεί να σημειώσουμε εδώ ότι τα κόστη μεταφοράς βάσει

της ανάλυσης της [19] ξεπερνούν τα 10.000 €/kW) πάντα με την προϋπόθεση ότι το υφίσταται δίκτυο άλλων υγρών καυσίμων στο νησί, ικανό να διανείμει και το υγρό υδρογόνο. Πρέπει επίσης να σημειωθεί ότι το παραγόμενο υδρογόνο στην περίπτωση μας βρίσκεται σε πίεση 200 bar περίπου, ενώ για να μεταφερθεί σε ήδη υπάρχοντες σωλήνες λόγω -χάρη φυσικού αερίου- είναι υποχρεωτικό να συμπιεστεί περαιτέρω (κοντά στα 350 bar ενώ οι πιέσεις για συγκεκριμένους σωλήνες φθάνουν και τα 700), με αποτέλεσμα να απαιτείται ακόμα περισσότερη κατανάλωση ενέργειας (που φυσικά χρεώνεται) για το σκοπό αυτό. Η κρίση λοιπόν αυτής της μελέτης είναι ότι αν με κάποιον τρόπο συνυπολογίζονταν και τα έξοδα μεταφοράς/διανομής του αερίου και του υγρού υδρογόνου είτε μέσω της δημιουργίας υποβρυχίου αγωγού διασύνδεσης με την ηπειρωτική Ελλάδα, είτε μέσω βυτιοφόρων ή φορτηγών πλοίων ή/και μέσω χερσαίας μεταφοράς με οχήματα, το σταθμισμένο κόστος μεταφοράς και για τις δύο φύσεις του υδρογόνου θα ήταν υπέρογκο (και αισθητά μεγαλύτερο θα ήταν αυτό του αερίου υδρογόνου) καθιστώντας όλη την εγκατάσταση μάλλον ασύμφορη.

7.3.4 ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΜΕΣΩ ΤΗΣ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ

Στο ερώτημα αν συμφέρει τελικά η παραγωγή και αποθήκευση υδρογόνου στην Κάρπαθο με σκοπό τη μετέπειτα πώλησή του, . Σύμφωνα με την προκήρυξη του διαγωνισμού της Α.Α.Δ.Ε (Ανεξάρτητη Αρχή Δημοσίων Εσόδων) για τα έτη 2017 και 2020 [35], [36] προτείνεται τιμή πώλησης 70 € και 88 € αντίστοιχα ανά φιάλη βιομηχανικού αερίου υδρογόνου χωρητικότητας 50 L και καθαρότητας 9,9999 % για προμήθεια εργαστηρίων, όπως παρασκευάζεται από τις εταιρείες Linde-Gas Hellas [25], ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΔΟΞΑΣΤΑΚΗΣ Ε.Π.Ε [38] και Θωμαδάκης & ΣΙΑ ΕΕ [39]. Δεδομένου ότι μέσα σε μια φιάλη αυτού του όγκου χωράνε περίπου 8.9 Nm³ και σύμφωνα με την [38] η τιμή για μια τέτοια φιάλη ορίζεται στα 20 €/Nm³, και δεδομένου ότι η μέγιστη ποσότητα αποθηκευμένου H₂ στα 200 bar είναι περίπου 10 kg, συμπεραίνουμε ότι η τιμή πώλησης για 1 kg αερίου υδρογόνου ορίζεται στα 22,52 €/kg GH₂. Βέβαια σε αυτήν την τιμή περιλαμβάνεται και το ποσό μεταπώλησης, δεδομένου ότι οι παραπάνω εταιρείες δεν παράγουν οι ίδιες το υδρογόνο αλλά το μεταπωλούν για βιομηχανικές εφαρμογές, το κόστος της κενής μεταλλικής φιάλης (που σύμφωνα με την [24] κυμαίνεται στα 75-95 € για αυτή τη χωρητικότητα) και προφανώς τα κόστη μεταφοράς και διανομής που έχουμε προαναφέρει.

Αξίζει βέβαια να σημειωθεί εδώ ότι αυτές οι τιμές είναι απολύτως ενδεικτικές ενώ είναι σαφές ότι δεν υπάρχει μια σταθεροποιημένη τιμή πώλησης του υδρογόνου, αφενός γιατί η τιμή πώλησης διαφέρει ανάλογα με τον τρόπο παραγωγής του (με την ηλεκτρόλυση με ΑΠΕ να είναι ο πλέον ακριβός) και αφετέρου οι παραγωγοί-χώρες και οι επιχειρήσεις χρησιμοποιούν το υδρογόνο είτε σαν αποθηκευτικό μέσο σε υβριδικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είτε σαν καύσιμο για την αυτοκίνηση, χωρίς καμία να έχει μπει στη διαδικασία παραγωγής και μετέπειτα πώλησής του.

Παράλληλα, έχουμε αναφέρει προηγουμένως ότι η αγορά του υδρογόνου και οι σχέσεις παραγωγής-αποθήκευσης-πώλησης του συγκεκριμένου καυσίμου που περιγράφονται

συνοπτικά ως “Οικονομία του Υδρογόνου” βρίσκονται ακόμα υπό ανάπτυξη και χωρίς μεγάλη πρόοδο, ειδικά σε εγχώριο αλλά και σε διεθνές επίπεδο. Εξαιτίας αυτού, δεν είμαστε ακόμα σε θέση να διαθέτουμε μια ρυθμισμένη τιμή πώλησης του υδρογόνου στην αγορά, ώστε να μπορούμε να αποφανθούμε αν κρίνεται συμφέρουσα μια τέτοιου είδους επένδυση στο νησί.

Βασιζόμενοι λοιπόν μόνο στην ενδεικτική τιμή που δόθηκε παραπάνω, καταλήγουμε στο συμπέρασμα πως υπάρχει μεγάλη διαφορά ανάμεσα στην τιμή παραγωγής/αποθήκευσης (και μεταφοράς αν χρειαστεί, η οποία όμως δεν υπολογίζεται) και στην τιμή πώλησης του αερίου και του υγρού υδρογόνου, γεγονός που αποδίδεται τόσο στην καινοτομία αυτής της τεχνολογίας παραγωγής υδρογόνου με ό,τι αυτό συνεπάγεται (ακριβές πρώτες ύλες, πολύ υψηλά κόστη εγκατάστασης-συντήρησης, απομακρυσμένη τοποθεσία για τη μεταφορά των υλικών) όσο και στην επιλογή των οικονομικών παραμέτρων, καθώς όλη η μελέτη βασίστηκε σε κόστη που εκπορεύονται από το χειρότερο δυνατό σενάριο. Η διαφορά λοιπόν στις τιμές είναι μεν μεγάλη αλλά όχι απαγορευτική, και εκτιμάται ότι με την πάροδο του χρόνου και διαμέσου της αποπληρωμής του αρχικού επενδυτικού κεφαλαίου ενδεχομένως να μειωθεί και από ένα χρονικό ορίζοντα και ύστερα (που δεν αναλύεται στην παρούσα μελέτη) να θεωρείται μια συμφέρουσα επένδυση.

Τέλος είναι ιδιαίτερα σημαντικό να αναφερθεί ότι η κατ’ εκτίμηση δέσμευση των αερίων ρύπων για την εγκατάσταση των 1 MW, το ποσό δηλαδή δέσμευσης του παραγόμενου CO₂ προκειμένου να μην εκλυθεί στην ατμόσφαιρα, φτάνει (κατ’ αναλογία της [8]) κοντά στους 1.500 τόνους ετησίως, ένα πολύ μεγάλο ποσό που καταδεικνύει και το κυρίαρχο πλεονέκτημα της παραγωγής υδρογόνου με ηλεκτρόλυση από ΑΠΕ, συγκριτικά με τους άλλους τρόπους παραγωγής, λειτουργώντας ως εφιαλτήριο για μεγαλύτερη διείσδυση του υδρογόνου στη μέλλουσα ενεργειακή πολιτική, δεδομένου ότι η παραγωγή ενέργειας παγκοσμίως ολοένα και απομακρύνεται από τη χρήση ορυκτών καυσίμων και στρέφεται ολοταχώς στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.

7.4 Β ΣΕΝΑΡΙΟ-ΠΑΡΑΓΩΓΗ H₂ ΑΠΟ Α/Γ 10 MW

Συνεχίζουμε την ανάλυση για ακόμα μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ, βασιζόμενοι στη λογική της [8] για μείωση έως και 25% του LCOH όσο μεγαλώνει η εγκατάσταση, καθώς παρά το γεγονός ότι αυξάνεται το κόστος εγκατάστασης και τα έξοδα συντήρησης και λειτουργίας, την ίδια στιγμή αυξάνεται ραγδαία και η ετήσια παραγωγή υδρογόνου, οπότε ελέγχουμε αφενός το κατά πόσο το κλάσμα του LCOH εντέλει μειώνεται για την παραγωγή και την αποθήκευση για το αέριο και το υγρό υδρογόνο, καθώς και αν μειώνεται εντέλει τα συνολικά έξοδα της εγκατάστασης, προκειμένου να εξασφαλιστεί και κάποιο κέρδος μελλοντικά.

7.4.1 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΦΟΡΤΙΟΥ-ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Με την ίδια λογική που διενεργήθηκε για την περίπτωση της εγκατάστασης του συστήματος Α/Γ 1MW-υδρογόνου εργαζόμαστε αντίστοιχα και για τις ανεμογεννήτριες των 10 MW Προκειμένου πάλι να απλοποιήσουμε τους υπολογισμούς του παραγόμενου φορτίου από την Α/Γ για ένα ολόκληρο έτος με τα ίδια δεδομένα με πριν, θεωρούμε ότι για τη λειτουργία τόσο της Α/Γ όσο και της εγκατάστασης παραγωγής H₂ για (365·24) 8760 ώρες με έναν Capacity Factor (CF) 25%, παράγονται 21600 MWh, δηλαδή με αυτό το φορτίο λειτουργεί κατά μέσο όρο καθημερινά για όλες τις ώρες της ημέρας και για έναν χρόνο η Α/Γ και η εγκατάσταση H₂.

Η παραγωγή υδρογόνου προκύπτει πάλι από τη δυνατότητα του μέσου ηλεκτρολύτη PEM να παραγάγει 1kg H₂ με 40-50kWh (ή εναλλακτικά έχει αποδοτικότητα κοντά στο 68%), εμείς παίρνοντας το μέσο (δηλαδή 45 kWh) υπολογίζουμε ότι οι 21900 MWh που συνολικά παράγονται σε ένα χρόνο από την εγκατεστημένη Α/Γ θα παραγάγουν τελικά 486.666,67 kg H₂ ετησίως, ή 1333,34 kg τη μέρα ή 55,56 kg την ώρα. Όπως προείπαμε, η μελέτη διερευνά τη δυνατότητα παραγωγής H₂ στην Κάρπαθο, εστιάζοντας σε ένα από τα χείριστα (οικονομικά, αποδοτικά κ.λπ) σενάρια για όλα τα συστατικά.

7.4.2 ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΕΡΙΟΥ ΚΑΙ ΥΓΡΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Συνεχίζουμε εκτιμώντας όπως πριν το κόστος του ηλεκτρολύτη που απαιτείται για αυτήν την εγκατάσταση που μελετάται. Απορρίφθηκε εξ αρχής το ενδεχόμενο χρησιμοποίησης πλήρως διαστατοποιημένου/ων ηλεκτρολύτη/ών των 10 MW, καθώς σε αυτήν την περίπτωση θα εκτινασσόταν το κόστος και ολόκληρη η επένδυση θα χαρακτηριζόταν εκ προοιμίου ασύμφορη. Τούτων δοθέντων, επιλέγεται η εγκατάσταση ηλεκτρολύτη/ηλεκτρολυτών 5 MW, με τη θεώρηση ότι δε θα επηρεαστεί δραματικά ούτε η απόδοση ούτε το κόστος του συστήματος, εφόσον έχει γίνει μια πρόχειρη εκτίμηση για τα επίπεδα στα οποία κυμαίνεται το μέσο παραγόμενο φορτίο από τις Α/Γ, θεωρώντας ότι δε θα υπάρξουν πολλές στιγμές κατά τη διάρκεια του έτους κατά τις οποίες το παραγόμενο φορτίο θα ξεπερνά τα 5 MW ώστε να απαιτείται μεγαλύτερου μεγέθους ηλεκτρολύτης. Σε αυτό το σημείο να τονιστεί ότι, όπως στην περίπτωση του 1 MW, ένα 5-10% της παραγωγής από τις ανεμογεννήτριες εγχύεται στο δίκτυο τη στιγμή που ο ηλεκτρολύτης δουλεύει στη μέγιστη απόδοση, με αποτέλεσμα αυτό το ποσοστό να μην αξιοποιείται, κάτι που λήφθηκε επίσης υπόψη κατά την επιλογή του κατάλληλου ηλεκτρολύτη.

Οι προτάσεις για το κόστος αυτού παραμένουν οι ίδιες οπότε θεωρείται μια τιμή της τάξης των 850 €/kW, με μια αποδοτικότητα κοντά στο 68%, δηλαδή θεωρείται ότι συγκριτικά με την εγκατάσταση του 1 MW υπάρχει αισθητή μείωση των CAPEX, OPEX με τη λογική ότι ακόμα και με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος οι ανάγκες σε εργατικό δυναμικό, προσωπικό συντήρησης και λοιπά έξοδα παραμένουν ίδια. Έχοντας αυτό ως δεδομένο, πλέον απομένει ο υπολογισμός του κόστους εγκατάστασης-συντήρησης για το σύστημα Α/Γ-υδρογόνου, ώστε να εκτιμηθεί το διαβαθμισμένο κόστος παραγωγής ανά kg H₂.

Για τους παραπάνω λόγους, κι έχοντας υπόψη χοντρικά το μέσο παραγόμενο φορτίο της ανεμογεννήτριας, επιλέγουμε τον εξής ηλεκτρολύτη:

Μέγεθος: 5000 kW

CAPEX: 850 €/kW άρα συνολικό κόστος εγκατάστασης 2.890.000€

O&M Costs: 30 €/kW, δηλαδή 102.000 €/year

Διάρκεια ζωής: 20 χρόνια

Αποδοτικότητα: 68 %

Όσον αφορά την ανεμογεννήτρια, καταλήξαμε και πάλι στα εξής χαρακτηριστικά:

CAPEX: 1300 €/kW και για Α/Γ 10 MW προκύπτει συνολικό κόστος εγκατάστασης 13.000.000 €

O&M Costs: 15 €/kW/year άρα 150.000 €/year

Χρησιμοποιούμε τον τύπο του LCOH (σταθμισμένο κόστος υδρογόνου) όπως και προηγουμένως για να υπολογιστεί το κόστος παραγωγής 1 kg αερίου H₂, ο οποίος είναι ο εξής [23]:

$$LCOH = (R \cdot I + M) / HP$$

Όπου HP το συνολικό ετήσιο παραγόμενο υδρογόνο, I=CAPEX το συνολικό κόστος της εγκατάστασης σε €, M το κόστος συντήρησης και λειτουργίας για ένα χρόνο, R ο συντελεστή αναγωγής που ορίζεται ως:

$$R = i / (1 - (1 + i)^{-n})$$

Όπου i είναι το επιτόκιο (το οποίο θεωρούμε για τις ανάγκες της μελέτης 6%) και n ο χρονικός ορίζοντας της επένδυσης (εδώ 20 χρόνια).

Με αυτά τα δεδομένα, υπολογίζουμε CAPEX=15.890.000 €, R=0,08718 και M=252.000 €/year, ενώ έχουμε ήδη υπολογίσει ότι HP=486.666,67 kg H₂, οπότε προκύπτει ότι το συνολικό σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενός κιλού αερίου υδρογόνου είναι LCOH=3,364 €/kg H₂, ποσό που προκύπτει σαφώς μικρότερο από το κόστος παραγωγής 1 kg αερίου υδρογόνου από 1 MW εγκατεστημένης ισχύος Α/Γ, επιβεβαιώνοντας τις υποθέσεις μας.

Η ανάλυση συνεχίζεται ώστε να υπολογιστεί και το κόστος παραγωγής για 1 kg υγρού υδρογόνου, καθώς παρά τις δυσκολίες που χαρακτηρίζουν τον τρόπο αποθήκευσής του και το μεγάλο κόστος που συνεπάγεται από την υγροποίηση, η μεταφορά-διανομή του υγρού υδρογόνου είναι ο πλέον συνήθης και ενδεικνύμενος τρόπος, ενώ είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι η χρήση του υδρογόνου στη βιομηχανία ή ως καύσιμο για την αυτοκίνηση απαιτεί την υγρή του μορφή.

Βασιζόμενοι λοιπόν στην προηγούμενη ανάλυση και κατόπιν της συγκριτικής αποτιμήσεως των τιμών για σταθμό μετατροπής του υδρογόνου από αέριο σε υγρό (το κόστος του οποίου προστίθεται στα ήδη υπάρχοντα κόστη παραγωγής του αερίου υδρογόνου), λαμβάνοντας υπόψη όπως και στην ανάλυση για το κόστος παραγωγής του αερίου υδρογόνου για 10 MW εγκατεστημένης ισχύος τη μείωση των CAPEX, OPEX, επιλέγουμε:

CAREXL: 710 €/kW για τη μετατροπή του αερίου υδρογόνου σε υγρό.

OPEXL: 15 €/kW για τη μετατροπή από αέριο σε υγρό.

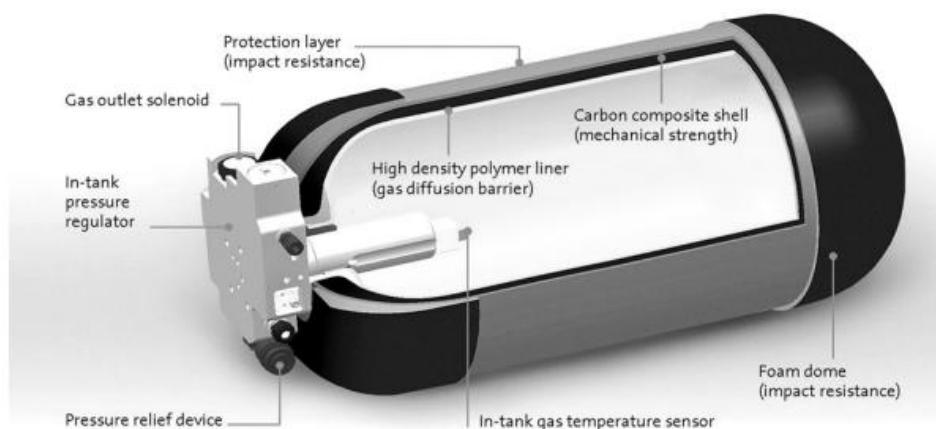
Θέτοντας λοιπόν ένα επιτόκιο αντίστοιχα με πριν 6% (ίδιο για όλα τα οικονομικά δεδομένα για ευκολία υπολογισμών) για να προκύψει το νέο LCOHL, προκύπτει ένα συνολικό κόστος εγκατάστασης για το υγρό υδρογόνο 18.304.000 €, συνολικό κόστος συντήρησης και λειτουργίας OPEX=303.000 €/year οπότε το συνολικό σταθμισμένο κόστος για το υγρό υδρογόνο είναι LCOHL=3,902 €/kg H₂.

7.4.3 ΚΟΣΤΟΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΑΕΡΙΟΥ ΚΑΙ ΥΓΡΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Οικονομικά στοιχεία

Αν τώρα θέλουμε να υπολογίσουμε επιπλέον και το κόστος που απαιτείται προκειμένου να αποθηκεύσουμε το παραγόμενο υδρογόνο, χρειάζεται να εγκαταστήσουμε επιπλέον έναν σταθμό συμπίεσης και μια δεξαμενή πίεσης για το αέριο και μια κρυογενική δεξαμενή αποθήκευσης για το υγρό υδρογόνο, ενώ απαιτείται και η κατασκευή ενός σταθμού ανεφοδιασμού, ώστε να μπορεί κατόπιν παραγωγής και αποθήκευσής του το υδρογόνου να μπορεί απρόσκοπτα να χρησιμοποιηθεί για οποιαδήποτε άλλη χρήση, στη βιομηχανία ή ως καύσιμο λόγω χάρη.

CAPEX=95 €/kW και κόστος συντήρησης και λειτουργίας OPEX=0, 3 €/kW για τη δημιουργία σταθμού συμπίεσης.



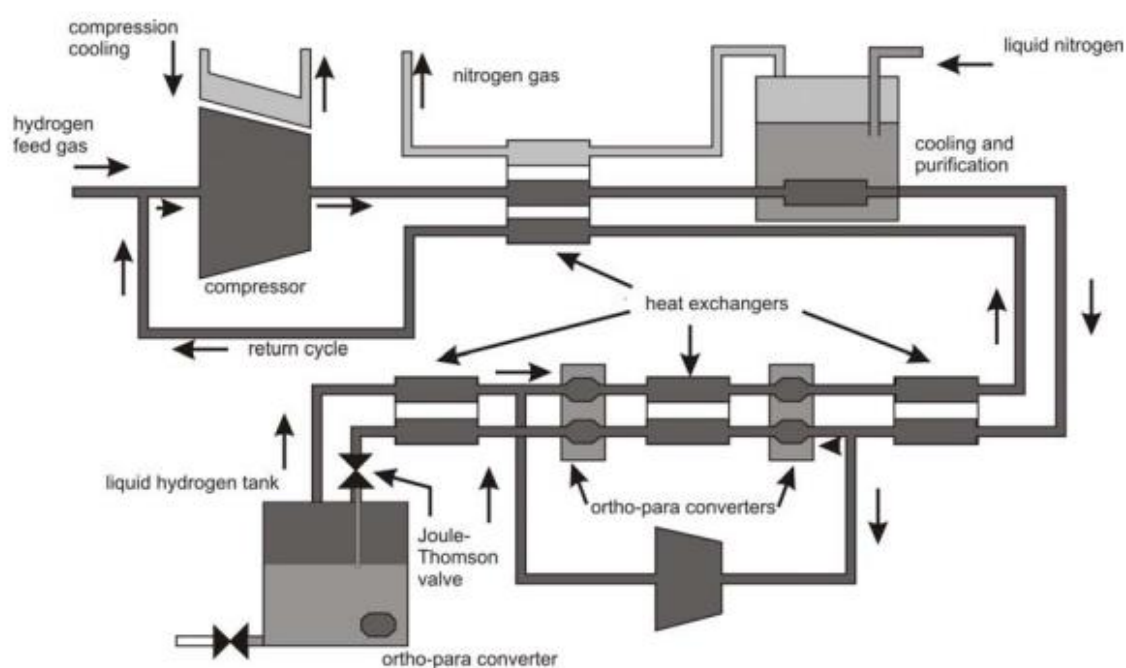
Εικόνα 7.3.4.1 Δοχείο πίεσης αποθήκευσης συμπιεσμένου υδρογόνου ([42] μέσω [40])

Στη συνέχεια, καλούμαστε να υπολογίσουμε το κόστος εγκατάστασης της δεξαμενής αποθήκευσης αερίου υδρογόνου. Σύμφωνα με την [22], υπολογίζοντας το CAPEX για τη δεξαμενή στα 5.500 €/MWh, ενώ δεν εμπεριέχεται κόστος συντήρησης, με το συνολικό κόστος εγκατάστασης της αποθήκευσης του αερίου υδρογόνου να ανέρχεται στα 81.906.000 €.

Αντίστοιχα για τη δεξαμενή αποθήκευσης υγρού υδρογόνου, η τιμή CAPEX υπολογίζεται στα 8.000 €/kW, με το συνολικό κόστος εγκατάστασης της αποθήκευσης του υγρού υδρογόνου να φτάνει τα 119.136.000 €.

Τέλος, η εγκατάσταση σταθμού τροφοδοσίας κοστολογείται στα 950 €/kW και 4,1 €/kW ως κόστος συντήρησης και λειτουργίας.

Προκειμένου να διευκολύνουμε τους υπολογισμούς μας, θα θεωρήσουμε ότι το κόστος τροφοδοσίας συμπεριλαμβάνεται στα κόστη αποθήκευσης, οπότε αθροιστικά υπολογίζουμε το συνολικό κόστος αποθήκευσης στα 82.229.000 € με OPEX=M=1020 €/year για την αέρια αποθήκευση και 122.936.000 € με OPEX 13.940 €/year για την υγρή. Αντίστοιχα, το συνολικό OPEX βρίσκεται και για τις δύο φάσεις 918 €, ενώ θεωρείται σταθερό για λόγους ευκολίας των υπολογισμών τα επιτόκιο στην τιμή 6%. Έτσι προκύπτει συνολικό LCOH= 14,732 €/kg H₂ για την αέρια αποθήκευση και 22,051 €/kg H₂ για την υγρή αποθήκευση.



Εικόνα 7.3.4.2 Σχηματική αναπαράσταση μονάδας υγροποίησης υδρογόνου ([41] μέσω [40]).

Συμπερασματικά λοιπόν έχουμε:

Πίνακας 7.3.4.1 Συγκριτική αποτίμηση κόστους παραγωγής/αποθήκευσης αερίου-υγρού υδρογόνου για την εγκατάσταση των 10 MW.

Κόστη	Κόστος εγκατάστασης (€)	OPEX (€/year)	LCOH (€/kg H ₂)
Κόστη παραγωγής Αερίου Υδρογόνου	15.890.000	252.000	3,364
Κόστη παραγωγής Υγρού Υδρογόνου	18.304.000	303.000	3,902
Κόστη αποθήκευσης Αερίου Υδρογόνου	81.906.000	1.020	14,732
Κόστη αποθήκευσης Υγρού Υδρογόνου	119.136.000	13.940	22,051
Συνολικό κόστος παραγωγής-αποθήκευσης Αερίου Υδρογόνου	97.796.000	253.020	18,096
Συνολικό κόστος παραγωγής-αποθήκευσης Υγρού Υδρογόνου	137.440.000	316.940	25,953

Παρατηρώντας τον Πίνακα 7.3.4.1, γίνεται κατανοητή η μείωση του διαβαθμισμένου κόστους παραγωγής/αποθήκευσης για 1 kg H₂ τόσο για την αέρια όσο και για την υγρή κατάσταση για την εγκατάσταση των 10 MW συγκριτικά με αυτή του 1 MW, γεγονός που επιβεβαιώνει την αρχική εκτίμηση. Βέβαια, αυτά τα κόστη παραμένουν ακόμη αρκετά υψηλά, με αποτέλεσμα να τίθεται το ερώτημα από πόσα MW και πάνω αρχίζει εκ των πραγμάτων να καθίσταται συμφέρουσα μια επένδυση τέτοιου είδους. Ακόμα, χρήζει τονισμού το γεγονός πως και για την εγκατάσταση των 10 MW η μελέτη διεξήχθη με βάση το χειρότερο οικονομικό σενάριο, ενώ η μείωση στα CAPEX, OPEX έγινε κατ' εκτίμηση, καθώς δεν υπάρχουν επαρκή δεδομένα που να δίνουν τη σχέση μείωσης του κόστους εγκατάστασης-συντήρησης ανάλογα με το μέγεθος της εγκατεστημένης ισχύος. Τέλος, είναι σαφές ότι στα προαναφερθέντα κόστη δεν υπεισέρχονται τα κόστη μεταφοράς/διανομής (των οποίων η εύρεση εκτός από επίπονη, ήταν και εκτός αντικείμενου της παρούσας μελέτης) τα οποία αν προστεθούν θα αυξήσουν ακόμα παραπάνω το συνολικό κόστος της επένδυσης, καθιστώντας την μάλλον ασύμφορη.

7.4.4 ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΜΕΣΩ ΤΗΣ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ

Καλούμαστε και για αυτό το σενάριο να απαντήσουμε στο κατά πόσο συμφέρει η εγκατάσταση συστήματος παραγωγής-αποθήκευσης υδρογόνου από ΑΠΕ, με παράλληλη εγκατάσταση 10 MW Α/Γ στην Κάρπαθο. Στηριζόμενοι και πάλι στην προκήρυξη του διαγωνισμού της Α.Α.Δ.Ε (Ανεξάρτητη Αρχή Δημοσίων Εσόδων) για τα έτη 2017 και 2020 [35], [36] όπου προτείνεται τιμή πώλησης 70 € και 88 € αντίστοιχα ανά φιάλη βιομηχανικού αερίου υδρογόνου χωρητικότητας 50 L και καθαρότητας 9,999% για προμήθεια εργαστηρίων, ενώ η αντίστοιχη τιμή της εταιρείας "ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΔΟΞΑΣΤΑΚΗΣ Ε.Π.Ε" ορίζεται στα 20 €/Nm³, και δεδομένου ότι η μέγιστη ποσότητα αποθηκευμένου H₂ στα 200 bar είναι περίπου 10 kg, προκύπτει ότι η τιμή πώλησης για 1 kg υδρογόνου ορίζεται στα 22,52 €/kg H₂ για το αέριο. Δεν είμαστε δυστυχώς σε θέση να γνωρίζουμε ακριβώς ποια είναι τα επιπλέον κόστη που οδηγούν σε μια τόσο υψηλή τιμή πώλησης, σίγουρα όμως μέσα στις ανωτέρω τιμές περιλαμβάνονται τα κόστη μεταφοράς/διανομής, το κόστος της κενής μεταλλικής φιάλης, το ποσοστό μεταπώλησης (καθώς καμία από αυτές τις εταιρείες δεν παράγει μόνη της υδρογόνο, αλλά το αγοράζει από τον προμηθευτή και το μεταπωλεί), ενώ σημειώνεται πως η παραγωγή υδρογόνου υψηλής καθαρότητας (>99,99%) για βιομηχανικές εφαρμογές απαιτεί μια επιπλέον κατεργασία με το ανάλογο κόστος που συνεπάγεται αυτής.

Η διαφορά στις τιμές παραγωγής/αποθήκευσης και πώλησης είναι προφανώς μειωμένη σε σχέση με το Α Σενάριο, παραμένει όμως σε υψηλά επίπεδα που προς το παρόν αποτρέπουν την υλοποίηση της εγκατάστασης. Είναι βέβαια σαφές ότι-όπως και για την περίπτωση του 1 MW- η μελέτη διεξήχθη με βάση το χειρότερο οικονομικά σενάριο και λαμβάνοντας ως μέσο φορτίο ένα κοντά στα πραγματικά δεδομένα αλλά όχι απόλυτα ακριβές ποσό. Αυτό σημαίνει ότι πιθανόν ένα σεβαστό ποσό ενέργειας να χάνεται και να μη γίνεται εκμεταλλεύσιμο, δημιουργώντας ταυτόχρονα αύξηση του συνολικού κόστους της εγκατάστασης ΑΠΕ-υδρογόνου.

Επαναλαμβάνεται επίσης ότι αυτές οι τιμές πώλησης είναι απολύτως ενδεικτικές ενώ είναι σαφές ότι δεν υπάρχει μια σταθεροποιημένη τιμή πώλησης του υδρογόνου, αφενός γιατί η τιμή πώλησης διαφέρει ανάλογα με τον τρόπο παραγωγής του (με την ηλεκτρόλυση με ΑΠΕ να είναι ο πλέον ακριβός) και αφετέρου οι παραγωγοί-χώρες και οι επιχειρήσεις χρησιμοποιούν το υδρογόνο είτε σαν αποθηκευτικό μέσο σε υβριδικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είτε σαν καύσιμο για την αυτοκίνηση, χωρίς καμία να έχει μπει στη διαδικασία παραγωγής και μετέπειτα πώλησής του. Με βάση τα παραπάνω συμπεραίνεται ότι ενδεχομένως η τιμή πώλησης στο εγγύς μέλλον να αυξηθεί στην προσπάθεια αύξησης του κέρδους των παραγωγών, αν και εφόσον η συγκεκριμένη τεχνολογία της παραγωγής υδρογόνου από ηλεκτρόλυση με χρήση ΑΠΕ διεισδύσει στην οικονομία καυσίμου και επεκταθεί περισσότερο.

Αξίζει να δοθεί ξανά προσοχή στο γεγονός ότι και σε αυτό το σενάριο τα κόστη εγκατάστασης παραμένουν ακόμη υψηλά, ενώ το καινοτόμο της τεχνολογίας και ο περιορισμός της περαιτέρω προώθησής της σε μεγαλύτερη κλίμακα έχουν διατηρήσει σε υψηλά επίπεδα όλα τα κόστη (παραγωγής, αποθήκευσης, εγκατάστασης ΑΠΕ και ηλεκτρολυτών). Επιπρόσθετα, τονίζεται ξανά ότι και για το Β Σενάριο των 10 MW δεν

έχουν ληφθεί υπόψη στα συνολικά κόστη τα κόστη μεταφοράς/διανομής που απαιτούνται προκειμένου το παραχθέν υδρογόνο να δοθεί προς οποιαδήποτε χρήση, τα οποία σε καμία περίπτωση δεν είναι αμελητέα (ειδικά για την περίπτωση της Καρπάθου που δε διαθέτει οδική σύνδεση με την ηπειρωτική Ελλάδα για τη μεταφορά του υδρογόνου μέσω οχημάτων, είναι παράλληλα απομακρυσμένο νησί οπότε απαιτείται μεγαλύτερη χρέωση σε ενδεχόμενο ναύλο φορτηγών πλοίων, ενώ τέλος δε διαθέτει τις κατάλληλες υποδομές (δίκτυο αγωγών και σωλήνων για τη μεταφορά του αερίου υδρογόνου ή δίκτυο φυσικού αερίου για τη μεταφορά του υγρού υδρογόνου μέσω αυτού)) και φυσικά αν υπολογιστούν αυξάνουν ακόμα περισσότερο το συνολικό κόστος και τη διαφορά με την τιμή πώλησης.

Η διαφορά λοιπόν στις τιμές είναι μεν μεγάλη αλλά όχι απαγορευτική, και εκτιμάται ότι με την πάροδο του χρόνου και διαμέσου της αποπληρωμής του αρχικού επενδυτικού κεφαλαίου ενδεχομένως να μειωθεί και από ένα χρονικό ορίζοντα και ύστερα (που δεν αναλύεται στην παρούσα μελέτη) να θεωρείται μια συμφέρουσα επένδυση.

Τέλος είναι ιδιαίτερα σημαντικό να αναφερθεί ότι η κατ' εκτίμηση δέσμευση των αερίων ρύπων για την εγκατάσταση των 10 MW, δηλαδή πόσο CO₂ δεσμεύεται από αυτήν την εγκατάσταση με κατάλληλες μεθόδους με αποτέλεσμα να μην εκλύεται στην ατμόσφαιρα, φτάνει (κατ' αναλογία της [8]) κοντά στους 15.000 τόνους ετησίως, ένα πραγματικά εντυπωσιακό νούμερο που καταδεικνύει και το κυρίαρχο πλεονέκτημα της παραγωγής υδρογόνου με ηλεκτρόλυση από ΑΠΕ, συγκριτικά με τους άλλους τρόπους παραγωγής, γεγονός που θα αποτελέσει ένα επιπρόσθετο έναυσμα για μεγαλύτερη διεύθυνση του υδρογόνου στη μέλλουσα ενεργειακή πολιτική.

7.5 ΓΕΝΙΚΟ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑ

Η μελέτη που πραγματοποιήθηκε προσπάθησε να διερευνήσει τις δυνατότητες και τις προοπτικές της εγκατάστασης μονάδας παραγωγής-αποθήκευσης H₂ μαζί με την εγκατάσταση ανεμογεννήτριας/ών 1 MW για την πρώτη περίπτωση και 10 MW για τη δεύτερη, καθώς και τη βιωσιμότητά τους από τεχνοοικονομική άποψη. Υπολογίστηκαν οι τιμές παραγωγής και αποθήκευσης τόσο για το υγρό όσο και για το αέριο υδρογόνο, με βάση τα εκτιμώμενα κόστη επένδυσης και συντήρησης για την εγκατάσταση για το 2021, έχοντας ως βασικό κριτήριο ένα από τα χειρότερα οικονομικά σενάρια. Οι τιμές που προέκυψαν για το αέριο υδρογόνο και για τα δύο σενάρια (1 και 10 MW)-και με δεδομένο ότι για το υγρό υδρογόνο δε βρέθηκε τιμή πώλησής του στην αγορά-συγκρίθηκαν με τις τιμές πώλησης για φιάλη συμπιεσμένου αερίου υδρογόνου 50 L υψηλής καθαρότητας για βιομηχανικές εφαρμογές, μέσω του κοστολογίου 3 εταιριών αλλά και της Α.Α.Δ.Ε. Όπως αποδείχθηκε, με βάση το χειρότερο οικονομικό σενάριο και για τις δύο περιπτώσεις μια τέτοια επένδυση καθίσταται αυτή τη στιγμή ασύμφορη και εξαιρετικά δαπανηρή.

Αυτό συμβαίνει διότι εξαιτίας της καινοτομίας αυτής της τεχνολογίας (παραγωγή υδρογόνου από ΑΠΕ με ηλεκτρόλυση) και της περιορισμένης προς το παρόν διεύθυνσής της ως τρόπου παραγωγής H₂, οι τιμές τόσο της επένδυσης των αρχικών κεφαλαίων όσο

και τα κόστη συντήρησης και λειτουργίας κυμαίνονται ακόμα σε πολύ υψηλά επίπεδα. Την ίδια στιγμή, η διείσδυση των ΑΠΕ στην Ελλάδα λόγω τεχνογνωσίας και νομοθεσίας συμβαίνει σε πολύ μικρή κλίμακα αυτή τη στιγμή, με αποτέλεσμα να μην είναι εφικτή αφενός η επένδυση σε ακόμα μεγαλύτερα συστήματα εγκατεστημένης ισχύος, αφετέρου να μην καθίσταται εύκολο να επεκταθεί αυτός ο τρόπος παραγωγής υδρογόνου και σε άλλα νησιά. Επομένως, το ενδεχόμενο βελτίωσης των οικονομικών δεδομένων μέσω της βελτίωσης της εκάστοτε παραμέτρου σίγουρα θα βοηθήσει προς μια κατεύθυνση αισθητά καλύτερη όσον αφορά το οικονομικό κομμάτι, κάτι που δεν απέχει πολύ μακριά από το σήμερα, καθώς υπάρχουν ήδη μελέτες που εκτιμούν έως και 50% μείωσης του κόστους εγκατάστασης του συστήματος ΑΠΕ-ηλεκτρόλυσης έως το 2030 [37]. Μη λησμονηθεί άλλωστε το τεράστιο πλεονέκτημα της συγκεκριμένης μεθόδου, που δεν είναι άλλο από τη δυνατότητα συντριπτικής μείωσης των ρύπων του CO₂ (γι' αυτό άλλωστε και το παραγόμενο υδρογόνο καλείται "πράσινο υδρογόνο"), με κατ' εκτίμηση αποφυγής έκλυσης στην ατμόσφαιρα μέσω τεχνολογιών δέσμευσης κοντά στα 1.500 τόνους CO₂ για το Α Σενάριο και 15.000 τόνους για το Β.

Αυτή τη στιγμή βέβαια, η μόνη ρεαλιστική λύση που προτείνεται για τη δημιουργία προϋποθέσεων για εγκατάσταση συστήματος παραγωγής H₂ στην Κάρπαθο είναι η χρήση του υδρογόνου για την κάλυψη μικρών και περιορισμένων ενεργειακών αναγκών, λόγου χάρη σαν καύσιμο σε ενοικιαζόμενα αμάξια που κινούνται με υδρογόνο, ειδικά το καλοκαίρι που ο πληθυσμός αυξάνεται λόγω τουρισμού, ή ακόμα για θέρμανση κατοικιών το χειμώνα, με την υποστήριξη ενδεχομένως κάποιας μεγάλης αυτοκινητοβιομηχανίας που διαθέτει αυτοκίνητα που χρησιμοποιούν το υδρογόνο ως καύσιμο, με σκοπό την πιλοτική εφαρμογή σε περιορισμένο αριθμό αμαξιών στο νησί. Μέσω αυτής της ενέργειας, η εταιρεία αυτή θα αναλάβει το κόστος δημιουργίας αυτής της εγκατάστασης και θα διαφημίσει το πρωτόγνωρο και πρωτοποριακό για τα ελληνικά δεδομένα έργο, προσελκύνοντας ταυτόχρονα και τουρισμό. Με τον τρόπο αυτό και η εταιρεία θα δημιουργήσει ένα ισχυρό brand name στο νησί δημιουργώντας με αυτό άρρηκτους δεσμούς και εκμεταλλευόμενη κιόλας τα όποια κέρδη προκύψουν από την αυτοκίνηση ή την πώληση του παραγόμενου υδρογόνου, ενώ το νησί θα επωφεληθεί με την ταυτόχρονη τόνωση της ντόπιας οικονομίας.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

Παρουσιάσεις-Διπλωματικές/Μεταπτυχιακές Εργασίες

- 1) Σαγάνη Αγγελική, “Η Ανάγκη Αποθήκευσης Ενέργειας –Μέθοδοι Αποθήκευσης και Εφαρμογές”
- 2) Ioannis Hadjipaschalis, Andreas Poullikkas, Venizelos Efthimiou, “Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications
- 3) Καρύδας Χρήστος, “Τεχνολογία Υδρογόνου”
- 4) Μπεν Μπραχίμ Αμπντ, “Αποθήκευση Ενέργειας - Μέθοδοι και Εφαρμογές”
- 5) Σαββάκη Μαρία, “Ανάλυση κύκλου ζωής συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας υβριδικών πλοίων”
- 6) Μαρία Χωραφά, “Υδρογόνο, Το καύσιμο του μέλλοντος”
- 7) Μιχαλακόπουλος Αθανάσιος, “ Ενεργειακή προσομοίωση και τεχνοοικονομική μελέτη υβριδικού υδροηλεκτρικού συστήματος αφαλάτωσης και παραγωγής υδρογόνου”
- 8) Βαλάκας.Ι.Μιχάλης “Χρήση του υδρογόνου ως εναλλακτική πηγή ενέργειας”
- 9) Ηλιόπουλος Θεόδωρος “Προσομοίωση και Αξιολόγηση Υβριδικών Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας μικρής κλίμακας που εμπεριέχουν τεχνολογίες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας”
- 10) Κατσιφής Δημήτρης “Τεχνοοικονομική μελέτη υβριδικού συστήματος ανανεώσιμων πηγών ενέργειας”
- 11) Βουρλιωτάκης Γ. – Φούντη Μ., “Οικονομία και Τεχνολογία Υδρογόνου”, 2007
- 12) Βαζάκας Ν., “Μεθοδολογία αξιολόγησης ενεργειακών αλυσίδων υδρογόνου”, 2007

Δημοσιεύσεις

- 3α) ΚΑΠΕ, “Οδηγός Τεχνολογιών Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ”,2005
- 3β) S.A. Sherif, F. Barbir, T.N. Veziroglu. Wind energy and the hydrogen economy – review of the technology. Solar Energy 78 (2005), 647-660
- 3γ) Ειδική ερευνητική εργασία, Βιολέττα Γιαννέτα: “Υβριδικό αιολικής ενέργειας παραγωγής και αποθήκευσης υδρογόνου και μετατροπή σε ηλεκτρική ενέργεια”
- 3δ) Castro R., Faias S., Santos P., Sousa J., “An Overview on Short and Long -Term Response Energy Storage Devices for Power Systems Applications”, 2007
- 3ε) Ervin Spahić, Gerd Balzer, Britta Hellmich and Wolfram Münch, “Wind energy storages – Possibilities”
- 3στ) Federico Ustolin, Nicola Paltrinieri, Filippo Berto “ Loss of integrity of hydrogen technologies: A critical review”, 2020

- 3ζ) Matthew A. Pellow, Christopher J. M. Emmott, Charles J. Barnhart and Sally M. Benson "Hydrogen or batteries for grid storage? A net energy analysis", 2015
- 3η) Murakami Y, Kanezaki T, Mine Y, Matsuoka S. "Hydrogen embrittlement mechanism in fatigue of austenitic stainless steels". *Metall Mater Trans* 2008;39:1327e39, 2008
- 3θ) Nakamura J, Miyahara M, Omura T, Semba H, Wakita M, Otome Y. "Degradation of fatigue properties in high pressure gaseous hydrogen environment evaluated by cyclic pressurization tests". *Procedia Eng* 2010;2:1235e41, 2010
- 3ι) San Marchi C, Yamabe J, Schwarz M, Matsunaga H, Zickler S, Matsuoka S, et al. "Global harmonization of fatigue life testing in gaseous hydrogen". In: *Proc. ASME 2018 - Press. Vessel. Pip. Conf.*, 2018.
- 3κ) Iijima T, Enoki H, Yamabe J, An B. Effect of high pressure gaseous hydrogen on fatigue properties of SUS304 and SUS316 austenitic stainless steel. In: *Proc. ASME 2018 - Press. Vessel. Pip. Conf.*, 2018.
- 3λ) Daniel Chade, Tomasz Miklis, David Dvorak, "Feasibility study of wind-to-hydrogen system for Arctic remote locations – Grimsey island case study", 2015
- 3μ) A. Hoskin, A.S. Pedersen, E. Varkaraki, F.J. Pino, I. Aso, J. Simón, *et al.* "IEA-HIA task 24. Wind energy and hydrogen integration" 2013
- 3ν) J. Levene, B. Kroposki, G. Sverdrup, "Wind energy and production of hydrogen and electricity – opportunities for renewable hydrogen", *POWER-GEN renewable energy and fuels technical conference, Nevada*, 2006
- 3ξ) Mehdi Jahangiri, Marcel Hamda Soulouknga, Fatemeh Karimzadeh Bardei, Akbar Alidadi Shamsabadi, Esther T. Akinlabi, Sam M. Sichilalu, Ali Mostafaeipour, "Techno-econo-environmental optimal operation of grid-wind-solar electricity generation with hydrogen storage system for domestic scale, case study in Chad", 2019
- 3ο) Jahangiri M, Haghani A, Shamsabadi AA, Mostafaeipour A, Pomares LM. "Feasibility study on the provision of electricity and hydrogen for domestic purposes in the south of Iran using grid-connected renewable energy plants. *Energy Strategy Reviews* 2019", 2019
- 3π) Furat Dawood, GM Shafiullah and Martin Anda "Stand-Alone Microgrid with 100% Renewable Energy: A Case Study with Hybrid Solar PV-Battery-Hydrogen", 2020
- 3ρ) Manuel Bailera, Pilar Lisbona, Luis M. Romeo, Sergio Espatolero "Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO₂", 2017
- 3σ) Blanco H., Faaij A. "A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage. *Renew. Sustain. Energy*" *Rev.* 2018, 81, 1049–1086, 2018

- 3τ) Vivas F.J., de las Heras A., Segura F., Andújar J.M. "A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup." *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2018, 82, 126–155, 2018
- 3υ) Shafiullah, G.M. Amanullah, M.T.O. Ali, A.B.M.S, Jarvis, D, Wolfs P. "Prospects of renewable energy—A feasibility study in the Australian context" *Renew. Energy* 2012, 39, 183–197, 2012
- 3φ) Kharel S., Shabani B. "Hydrogen as a Long-Term Large-Scale Energy Storage Solution to Support Renewables Energies" 2018, 11, 2825, 2018
- 3χ) Larminie J., Dicks A., McDonald M.S., "Fuel Cell Systems Explained", 3rd ed., John Wiley & Sons Ltd., West Sussex, UK, 2018.
- 3ψ) Saba S.M., Müller M., Robinius M., Stolten D., "The investment costs of electrolysis—A comparison of cost studies from the past 30 years." *Int. J. Hydrog. Energy* 2018, 43, 1209–1223, 2018
- 3ω) O.V. Marchenko, S.V. Solomin, "Modeling of hydrogen and electrical energy storages in wind/PV energy system on the Lake Baikal coast", 2017
- 3α1) Dufo-Lopez R, Bernal-Agustin JL, Contreras J. "Optimization of control strategies for stand-alone renewable energy systems with hydrogen storage." *Renew Energy* 2007 32:1102e26, 2007
- 3α2) Chavez-Ramirez AU, Vallejo-Becerra V, Cruz JC, Ornelas R, Orozko G, Munoz-Guerrero R, et al. "A hybrid power plant (Solar-Wind-Hydrogen) model based in artificial intelligence for a remote-housing application in Mexico." *Int J Hydrogen Energy* 2013;38:2641e55.
- 3 α3) Cau G, Cocco D, Petrollese M, Kær SK, Milan C. "Energy management strategy based on short-term generation scheduling for a renewable microgrid using a hydrogen storage system." *Energy Convers Manag* 2014;87:820e31, 2014
- 3 α4) Castaneda M, Cano A, Jurado F, Sanchez H, Fernandez LM. "Sizing optimization, dynamic modeling and energy management strategies of a stand-alone PV/hydrogen/battery-based hybrid system." *Int J Hydrogen Energy* 2013;38:3830e45, 2013
- 3 α5) Fazelpour F, Soltani N, Rosen MA. "Economic analysis of standalone hybrid energy systems for application in Tehran, Iran." *Int J Hydrogen Energy* 2016;41:7732e43, 2016
- 3α6) Kalinci Y, Hepbasli A, Dincer I. "Techno-economic analysis of a stand-alone hybrid renewable energy system with hydrogen production and storage options." *Int J Hydrogen Energy* 2015;40:7652e64, 2015
- 3α7) Khalid F, Dincer I, Rosen MA. "Analysis and assessment of an integrated hydrogen energy system." *Int J Hydrogen Energy* 2016;41:7960e7, 2016

3α8) P. Marocco, D. Ferrero, M. Gandiglio, M.M. Ortiz, K. Sundseth, A. Lanzinia, M. Santarellia “ A study of the techno-economic feasibility of H₂-based energy storage systems in remote areas”, 2020

3α9) Li CH, Zhu XJ, Cao GY, Sui S, Hu MR. “Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology.” Renew Energy 2009;34(3):815–26, 2009

3α10) Ahadi A, Liang X. “A stand-alone hybrid renewable energy system assessment using cost optimization method,” in: IEEE Int. Conf. Ind. Technol. (ICIT), Toronto, pp. 376–381, 2017.

Ιστοσελίδες

1α) www.tropical.gr, “Αποθήκευση Υδρογόνου”

1β) www.hy2.gr, “Επίδραση κατάλυσης στη απορρόφηση”

1γ) www.hy2.gr, “Μηχανισμοί αποθήκευσης υδρογόνου σε ναοσωλήνες άνθρακα”

1δ) www.hy2.gr, “Αποθήκευση σε ναοσωλήνες άνθρακα προσμίξεων αλκαλίων”

1ε) www.sciencenews.gr, “Παραγωγή Υδρογόνου”

1στ) www.hy2.gr, “Ηλεκτρόλυση νερού”

1ζ) www.sciencenews.gr, “Παραγωγή υδρογόνου”

1η) www.greentechmedia.com

1θ) MINISTRY OF ECOLOGY, ENERGY, SUSTAINABLE DEVELOPMENT AND TOWN AND COUNTRY PLANNING “ ACCIDENTOLOGY INVOLVING HYDROGEN”

1ι) <https://nelhydrogen.com/product/electrolysers/><https://www.3dcadbrowser.com/download.aspx?3dmodel=55633>
<https://www.energy.gov/eere/successstories/articles/eere-success-story-fuel-cell-generatorsprove-they-can-prove-they-can-save-energy-and>.

1κ) www.remote-euproject.eu

1λ) <https://engie-eps.com>

1μ) <http://ballard.com>

1ν) www.hydrogenics.com

1ξ) <https://www.enelgreenpower.com>

1ο) <http://orizon-ate.eu>

1π) <http://www.irissrl.org>

1ρ) <https://tronderenergi.no>

1σ) [www.wikipedia.com/Νανοσωλήνες Άνθρακα](http://www.wikipedia.com/Νανοσωλήνες_Άνθρακα)

ΒΙΒΛΙΑ

2α) Περιβάλλον και Διαχείριση Ενέργειας, “Κυψέλες Καυσίμου”

2β) B.-H. Liu, Hydrogen-Metal Systems: Hydride Forming Alloys. Encyclopaedia of Materials: Science and Technology

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ - TEST CASE

1) <https://www.fch.europa.eu> “Hydrogen Roadmap Europe: A SUSTAINABLE PATHWAY FOR THE EUROPEAN ENERGY TRANSITION” σελ. 9

2) <https://www.fch.europa.eu> “Hydrogen Roadmap Europe: A SUSTAINABLE PATHWAY FOR THE EUROPEAN ENERGY TRANSITION” σελ. 18

3) <https://www.reutersevents.com> “Europe must double green hydrogen projects to hit target”

4) <https://www.fortunegreece.com/Δαρία>

5) <https://www.reutersevents.com> “Offshore wind hydrogen could be subsidy-free within 10 years”

6) <https://www.reutersevents.com> “Rapid scaling of electrolyzers accelerates wind hydrogen savings”

7) <https://www.reutersevents.com> “Virginia to pioneer 14 MW offshore turbines; Denmark to build two offshore energy islands”

8) <https://www.acciona.com> “FIRST GREEN HYDROGEN ECOSYSTEM ON A EUROPEAN ISLAND”

9) <https://www.smart-energy.com> “Green Hysland—creating green hydrogen islands in Europe”

10) <https://www.fch.europa.eu> “GREEN HYSLAND IN MALLORCA, THE FIRST GREEN HYDROGEN PROJECT IN A MEDITERRANEAN COUNTRY DUE TO GET EUROPEAN FUNDING”

11) <http://www.cres.gr>

12) <https://www.penaproject.gr> “ ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ, ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΕΜΦΙΑΛΩΣΗΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ”

13) “ΜΕΛΕΤΗ ΚΑΛΥΨΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΑΝΑΓΚΩΝ ΝΗΣΙΟΥ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ”, Τσολάκης Ε. Χρήστος-Χρυσοβιτσιώτη Χ. Σοφία, 2014

14) “ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΚΑΙ ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ”, Λάμπρου Ευάγγελος-Σιακούλης Ορέστης, 2020

15) “Economic Analysis of Large-Scale Hydrogen Storage for Renewable Utility Applications” Susan Schoenung, Ph.D., 2011

16) “ Long- vs. Short-Term Energy Storage Technologies Analysis A Life-Cycle Cost Study A Study for the DOE Energy Storage Systems Program Susan M. Schoenung and William V. Hassenzahl”, 2003

- 17) "Final Report: Hydrogen Storage System Cost Analysis" Brian D. James, Cassidy Houchins, Jennie M. Huya-Kouadio, Daniel A. DeSantis, 2016
- 18) <https://www.nrel.gov> Energy Analysis
- 19) <https://www.researchgate.net> "Hydrogen Station Cost Estimates: Comparing Hydrogen Station Cost Calculator Results with other Recent Estimates" M. Melaina and M. Penev, 2013
- 20) <https://www.heliev.gr> "Οικονομία του Υδρογόνου"
- 21) <https://journals.sagepub.com> "An Overview of Hydrogen Storage Technologies Meng Ni* Department of Mechanical Engineering, The University of Hong Kong, Pokfulam Road, Hong Kong", 2006
- 22) "Technology pathways in decarbonisation scenarios", Alessia De Vita (E3Modelling), Izabela Kielichowska (Ecofys), Pavla Mandatowa (Tractebel) Co-authors Prof. P. Capros, E. Dimopoulou, S. Evangelopoulou, T. Fotiou, M. Kannavou, P. Siskos, G. Zazias (E3Modelling) Louise De Vos, Ali Dadkhah, Guillaume Dekelver (Tractebel), 2018
- 23) "Σημειώσεις Αιολικής Ενέργειας" Ζερβός Αρθούρος, Κάρραλης Γεώργιος, 2018
- 24) <https://www.alibaba.com/product-detail/product-detail/Advantageous-price-3022W-large-gas-storage>
- 25) <https://www.linde-gas.gr>
- 26) <https://oxygenothomadakis-thessaloniki.gr>
- 27) https://www.alibaba.com/product-detail/Best-selling-EN-ISO9809-1-standard_1600115507513
- 28) "State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings", Joris Proost
- 29) <https://www.ammoniaenergy.org/articles/the-cost-of-hydrogen-platts-launches-hydrogen-price-assessment/>
- 30) file:///C:/Users/melbi/Downloads/Vandenborre_%20Hydrogen_Fuelling_Stations_based_on_IMET_Technology.pdf
- 31) <https://www.rechargenews.com/transition/green-hydrogen-on-sale-in-open-market-at-80-higher-price-than-grey-h2/2-1-743348>
- 32) <https://www.now-gmbh.de>
- 33) "Η ΟΙΚΟΝΟΜΙΑ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ", Ελένη Ε. Παλαιολούγκα Παναγιώτης Β. Φράγκος, 2009
- 34) "Hydrogen Production, Storage and Fuel Cells", Said Al-Hallaj, Kristofer Kiszynski, 2011
- 35) <http://www.aade.gr/prokeryxeis-diagonismoi>, 2017
- 36) <http://www.aade.gr/prokeryxeis-diagonismoi>, 2020
- 37) <https://energypress.gr>
- 38) ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΔΟΞΑΣΤΑΚΗΣ Ε.Π.Ε, ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΑ ΑΕΡΙΑ
- 39) Θωμαδάκης & ΣΙΑ ΕΕ

- 40) “Υπάρχουσες τεχνολογίες και τελικές χρήσεις του "καυσίμου του μέλλοντος" - H₂”, Σπυρίδων Βουτετάκης, Ευθύμιος Κικκινίδης, Γεώργιος Μαρινέλλος, Λεωνίδα Ντζιαχρήστος, Ιωάννης Παναπακίδης, 2010
- 41) Kikkinides ES, (2008). Hydrogen-based energy Systems: The Storage Challenge, E.N. Pistikopoulos, M.C. Georgiadis and E.S. Kikkinides, Eds, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KgaA, Weinheim (ISBN 978-3-527-316946), Chapter 3, 85–123.
- 42) Von Helmolt R, Eberle U, (2007). Fuel cell vehicles: Status 2007. Journal of Power Sources 165: 833– 843.