



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΧΗΜΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

**ΤΟΜΕΑΣ ΣΥΝΘΕΣΗΣ & ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΩΝ
ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΚΑΥΣΙΜΩΝ ΚΑΙ ΛΙΠΑΝΤΙΚΩΝ**

**ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΠΕΙΡΑΜΑΤΙΚΩΝ ΜΕΤΡΗΣΕΩΝ ΚΥΨΕΛΗΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΤΥΠΟΥ
ΡΕΜ ΣΤΟΝ ΤΟΜΕΑ ΤΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΩΝ ΚΑΙ ΣΕ ΟΛΟΚΛΗΡΩΜΕΝΑ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΕ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ**

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Γεώργιος Β. Τζαμαλής

ΑΘΗΝΑ

ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ 2014



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΧΗΜΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

**ΤΟΜΕΑΣ ΣΥΝΘΕΣΗΣ & ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΩΝ
ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΚΑΥΣΙΜΩΝ ΚΑΙ ΛΙΠΑΝΤΙΚΩΝ**

**ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΠΕΙΡΑΜΑΤΙΚΩΝ ΜΕΤΡΗΣΕΩΝ ΚΥΨΕΛΗΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΤΥΠΟΥ
PEM ΣΤΟΝ ΤΟΜΕΑ ΤΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΩΝ ΚΑΙ ΣΕ ΟΛΟΚΛΗΡΩΜΕΝΑ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΕ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ**

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Γεώργιος Β. Τζαμαλής

ΤΡΙΜΕΛΗΣ ΣΥΜΒΟΥΛΕΥΤΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ:

- 1. Ε. Λόης, Καθηγητής ΕΜΠ (Επιβλέπων)**
- 2. Φ. Ζαννίκος, Καθηγητής ΕΜΠ**
- 3. Δ. Καρώνης, Επίκουρος Καθηγητής ΕΜΠ**

ΕΠΤΑΜΕΛΗΣ ΕΞΕΤΑΣΤΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ:

- 1. Ε. Λόης, Καθηγητής ΕΜΠ (Επιβλέπων)**
- 2. Φ. Ζαννίκος, Καθηγητής ΕΜΠ**
- 3. Δ. Καρώνης, Επίκουρος Καθηγητής ΕΜΠ**
- 4. Γ. Ανδρουτσόπουλος, Καθηγητής ΕΜΠ**
- 5. Α. Ανδρέοπουλος, Καθηγητής ΕΜΠ**
- 6. Α. Στούμπος, Ερευνητής Α Δημόκριτος**
- 7. Γ. Μαρινέλλος, Επ. Καθηγητής Παν/μίου Δ. Μακεδονίας**

ΑΘΗΝΑ

ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ 2014

«Η έγκριση διδακτορικής διατριβής υπό της Ανώτατης Σχολής Χημικών Μηχανικών του Εθνικού Μετσοβίου Πολυτεχνείου δεν υποδηλοί αποδοχήν των γνωμών του συγγραφέως.»
(N. 5343/1932, Άρθρ. 202)

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα διδακτορική διατριβή αποτελεί μια ερευνητική προσπάθεια ετών στον τομέα των Τεχνολογιών Υδρογόνου. Εκπονήθηκε υπό την αιγίδα του τομέα IV της Σχολής Χημικών Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, σε άμεση συνεργασία με το Εργαστήριο Ενσωμάτωσης Τεχνολογιών Υδρογόνου & ΑΠΕ του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΚΑΠΕ).

Με την ολοκλήρωση της διδακτορικής διατριβής, θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου σε όλους όσους συνέβαλαν στην εκπόνηση αυτής.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα Καθηγητή κ. Ευριπίδη Λόη. Οι προτάσεις του καθώς και οι εποικοδομητικές υποδείξεις του, αποτέλεσαν καθοριστικούς παράγοντες που οδήγησαν στην ολοκλήρωση αυτής της διατριβής. Επιπλέον, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά και τον Δρ. Εμμανουήλ Ζούλια, προϊστάμενο του τμήματος Τεχνολογιών Υδρογόνου & ΑΠΕ του ΚΑΠΕ, για την ευκαιρία που μου έδωσε να συμμετάσχω σε ερευνητικά προγράμματα, μέσα από τα οποία είχα την ευκαιρία να αποκομίσω επιπρόσθετη επιστημονική γνώση και εμπειρία. Η καθοδήγησή του καθώς και οι προσανατολισμοί όλη αυτή τη διάρκεια αποτέλεσαν το θεμέλιο λίθο.

Θεωρώ υποχρέωση μου να εκφράσω τις θερμές μου ευχαριστίες στον Καθηγητή κ. Φανούριο Ζαννίκο και τον Επίκουρο Καθηγητή κ. Δημήτριο Καρώνη, για την αμέριστη υποστήριξη τους και την βοήθεια που μου πρόσφεραν για την ολοκλήρωση του διδακτορικού, καθώς και για τον πολύτιμο χρόνο που αφιέρωσαν κατά την διάρκεια αυτού. Αναγνωρίζω την τιμή που μου έκαναν με τη συμμετοχή τους στην επταμελή εξεταστική επιτροπή ο κ. Γ. Ανδρουτσόπουλος, Καθ. ΕΜΠ, ο κ. Αν. Ανδρέόπουλος, Καθ. ΕΜΠ, ο κ. Γ. Μαρνέλλος, Αναπληρωτής Καθηγητής του Πανεπιστημίου Δυτικής Μακεδονίας και ο κ. Αθ. Στούμπος, Διευθυντής Ερευνών του Εργαστηρίου Περιβαλλοντικών Ερευνών του ΕΚΕΦΕ «Δημόκριτος».

Θερμές ευχαριστίες οφείλω και στους συνεργάτες του τμήματος Τεχνολογιών Υδρογόνου & ΑΠΕ του ΚΑΠΕ: Δρ. Σταματάκη Εμμανουήλ, Δρ. Παρίση Όλγα - Σταματίνα και κ. Ευστρατιάδη Στυλιανό. Το επιστημονικό υπόβαθρο που μου προσέφεραν, η αμέριστη συμπαράσταση και η τεχνική υποστήριξη καθ' όλη την διάρκεια της εκπόνησης της διατριβής ήταν πολύ σημαντικά.

Επίσης, από το Εργαστήριο Τεχνολογίας Καυσίμων & Λιπαντικών της Σχολής Χημικών Μηχανικών του ΕΜΠ, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους συμφοιτητές, φίλους και συνεργάτες, Αλέξανδρο Δεληγιάννη (πλέον διδάκτωρ), Δρ. Γιώργο Αναστόπουλο και Γιώργο Ντόντο (πλέον διδάκτωρ) για την άψογη συνεργασία μας όλα αυτά τα χρόνια.

Σε αυτό το σημείο θέλω να εκφράσω ένα μεγάλο ευχαριστώ στην οικογένεια μου: Βασίλη, Χρυσούλα και Κωνσταντίνο για την συμπαράσταση και την υπομονή τους σε όλα τα χρόνια των σπουδών μου. Ηθική ανταμοιβή τους, η χαρά μου αυτήν την στιγμή!!!

Αφιερώνεται στην οικογένεια μου.

Γεώργιος Β. Τζαμαλής
Νέος Κόσμος, Ιανουάριος 2014

ΕΚΤΕΤΑΜΕΝΗ ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η αύξηση της τιμής του πετρελαίου σε συνδυασμό με τη συνεχή αμφισβήτηση σχετικά με τη δυναμική και τη δημόσια αποδοχή για την πυρηνική ενέργεια, έχουν οδηγήσει σε αναζήτηση εναλλακτικών μορφών ενέργειας φιλικότερων προς το περιβάλλον. Είναι η κατάλληλη στιγμή για συνεργασία ανάμεσα στην επιστημονική κοινότητα και τη βιομηχανία ενέργειας προς ανεύρεση λύσεων για ένα καλύτερο και περιβαλλοντικά καθαρότερο ενεργειακό σύστημα. Λαμβάνοντας υπόψη την προστασία του περιβάλλοντος, την ασφάλεια στην διακίνηση ενέργειας και την εκμετάλλευση ενεργειακών πηγών που προωθούν την οικονομική ανάπτυξη κοινωνιών, το θέμα της «κοινωνίας του υδρογόνου» αρχίζει να απασχολεί εκτός από τους μηχανικούς και τους επιστήμονες και άλλους βιομηχανικούς, πολιτικούς και κοινωνικούς φορείς. Το ενδιαφέρον για το υδρογόνο, το απλούστερο και αφθονότερο στοιχείο της φύσης, προκύπτει από τα σημαντικά πλεονεκτήματα που παρουσιάζουν οι κυψέλες καυσίμου – οι πιθανοί διάδοχοι των μπαταριών φορητών συσκευών, των μονάδων παροχής ισχύος και των μηχανών εσωτερικής καύσης.

Στο θεωρητικό μέρος της παρούσας διδακτορικής διατριβής παρουσιάζονται αρχικά οι πιο διαδεδομένες τεχνολογίες παραγωγής, αποθήκευσης και επαναχρησιμοποίησης υδρογόνου. Στη συνέχεια παρουσιάζονται διαφορετικές τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται ως μέσο αποθήκευσης και εκμετάλλευσης της περίσσειας ενέργειας που προκύπτει από υβριδικά συστήματα παροχής ισχύος τα οποία ενσωματώνουν ΑΠΕ. Γενικά οι τεχνολογίες υδρογόνου δεν είναι τόσο αναπτυγμένες στις σταθερές εφαρμογές όσο στον τομέα των μεταφορών, εκτός από κάποιες εξαιρέσεις. Οι τεχνολογίες υδρογόνου και ειδικότερα οι κυψέλες καυσίμου βρίσκονται σε στάδιο ανάπτυξης για εφαρμογή κυρίως σε συστήματα αδιάλειπτης παροχής ισχύος, σε συστήματα συμπαραγωγής και σε συστήματα παροχής ισχύος απομακρυσμένων περιοχών συμπεριλαμβανομένων και των μη-διασυνδεδεμένων με το υπόλοιπο δίκτυο νησιών. Τα περισσότερα αυτόνομα συστήματα παροχής ισχύος που συνδυάζουν ΑΠΕ και τεχνολογίες υδρογόνου έχουν αναπτυχθεί στα πλαίσια ερευνητικών και επιδεικτικών προγραμμάτων. Στο κεφάλαιο I.3 παρουσιάζονται ενδεικτικά κάποια από αυτά τα συστήματα με έμφαση στις σταθερές εφαρμογές και τα νησιά. Στο κεφάλαιο I.4 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της μελέτης McKinsey, η οποία καταστρώθηκε με σκοπό την αποτύπωση του ρόλου των επιβατικών

ηλεκτρικών οχημάτων με μπαταρία, των υβριδικών με βύσμα εισαγωγής σε πρίζα και των ηλεκτροκίνητων με κυψέλη καυσίμου στον τομέα των μεταφορών στην Ευρώπη. Στα πλαίσια της μελέτης McKinsey πραγματοποιήθηκε η σύγκριση της απόδοσης, των λειτουργικών χαρακτηριστικών και του κόστους των παραπάνω κατηγοριών οχημάτων, με τα αντίστοιχα των συμβατικών επιβατικών οχημάτων μηχανής εσωτερικής καύσης.

Στο πειραματικό μέρος παρουσιάζονται πειραματικές μετρήσεις κυψέλης καυσίμου τύπου PEM και αλκαλικής ηλεκτρόλυσης με σκοπό την εφαρμογή τους στον τομέα των μεταφορών και σε ολοκληρωμένα συστήματα παροχής ισχύος τα οποία περιλαμβάνουν ΑΠΕ και τεχνολογίες υδρογόνου. Παρουσιάζονται επίσης πειραματικές μετρήσεις με μεταβαλλόμενο φορτίο στην κυψέλη καυσίμου τύπου PEM, με σκοπό την αξιολόγηση της συνδυασμένης λειτουργίας της συστοιχίας της με τη διάταξη των μπαταριών που η ίδια ενσωματώνει. Τα αποτελέσματα χρησιμοποιούνται ως βασικές παράμετροι εισόδου σε εργαλείο προσομοίωσης υβριδικών συστημάτων παροχής ισχύος.

Δύο είναι οι περιπτώσεις συστημάτων ισχύος οι οποίες εξετάζονται:

α) Κατά την πρώτη, εξετάζονται δύο διαφορετικές εναλλακτικές για την αυτόνομη παροχή ισχύος απομονωμένων ή/και απομακρυσμένων κτιρίων. Η πρώτη εναλλακτική περιλαμβάνει σύστημα παροχής ισχύος βασιζόμενο σε φωτοβολταϊκά και diesel, ενώ η δεύτερη ενσωματώνει ΑΠΕ και τεχνολογίες υδρογόνου προς την ανάπτυξη ενός αυτόνομου συστήματος παροχής ισχύος. Ο κύριος σκοπός είναι η αντικατάσταση της γεννήτριας πετρελαίου diesel και η σύγκριση των δύο αυτών εναλλακτικών για την αυτόνομη παροχή ισχύος.

β) Η δεύτερη μελέτη περίπτωσης που εξετάζεται είναι το νησί της Μήλου. Πιο συγκεκριμένα, λαμβάνουν χώρα δύο προσομοιώσεις και στη συνέχεια τα αποτελέσματα συγκρίνονται μεταξύ τους. Η πρώτη προσομοίωση είναι σχετική με το υπάρχον σύστημα παροχής ισχύος του νησιού, το οποίο καλύπτει τις ανάγκες του φορτίου κατά 87% από ορυκτά καύσιμα, ενώ το υπόλοιπο 13% καλύπτεται από ΑΠΕ. Στη δεύτερη προσομοίωση εξετάζεται η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο νησί σε συνδυασμό με τεχνολογίες υδρογόνου ως μέσο αποθήκευσης της περίσσειας ενέργειας που προκύπτει από αυτές.

Παράλληλα μελετάται η πιθανή κάλυψη των ενεργειακών αναγκών στον τομέα των δημοτικών μεταφορών της Μήλου. Το τελευταίο προκύπτει καθώς ακόμα και στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος υπάρχει ανεκμετάλλευτη περίσσεια ενέργειας. Μέρος της ενέργειας αυτής δύναται να διοχετευθεί σε μία επιπλέον μονάδα ηλεκτρόλυσης, με σκοπό το παραγόμενο υδρογόνο να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο σε λεωφορεία τα οποία και θα πραγματοποιούν τα τοπικά δρομολόγια του νησιού, καλύπτοντας έτσι τις ενεργειακές ανάγκες των δημοτικών μεταφορών στο σύνολό τους.

Δημοσιεύσεις

Κατά την εκπόνηση της διατριβής δημοσιεύτηκαν οι εξής εργασίες σε επιστημονικά περιοδικά, εθνικά και διεθνή συνέδρια:

Επιστημονικά περιοδικά:

- Alessandra Parisio, Evangelos Rikos, George Tzamalis, Luigi Gilelmo, Use of model predictive control for experimental microgrid optimization, *Applied Energy* 115 (2014) 37 – 46
- G. Tzamalis, E.I. Zoulias, E. Stamatakis, O.-S. Parissis, A. Stubos, E. Lois, Techno-economic analysis of RES & Hydrogen technologies integration in remote island power system, *International Journal of Hydrogen Energy* 38 (2013) 11646 – 11654
- G. Tzamalis, E.I. Zoulias, E. Stamatakis, E. Varkaraki, E. Lois, F. Zannikos, Techno-economic analysis of an autonomous power system integrating hydrogen technology as energy storage medium, *Renewable Energy* 36 (2011) 118 – 24

Διεθνή συνέδρια:

- Euro-mediterranean Hydrogen Technologies Conference, EmHyTec 2012, Techno-economic analysis of RES & hydrogen technologies integration in remote island power systems, G. Tzamalis, E.I. Zoulias, E. Stamatakis, O. – S. Parissis, A. Stubos, E. Lois, 11 – 14 September, 2012, Tunisia
- Διεθνές Επιστημονικό Συνέδριο για τις Εφαρμογές των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, Τεχνολογίες Αποθήκευσης Ενέργειας ως Μέσο για την Αύξηση της Διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, Ζούλιας Εμμανουήλ,

Σταματάκης Εμμανουήλ, Τζαμαλής Γεώργιος, Παρίση Όλγα, 1-2 Σεπτεμβρίου 2009, Χανιά

- Antonios G. Tsikalakis, Nikos D. Hatziaargyriou, George Caralis, Arthouros Zervos, Emmanuel Zoulias, Emmanuel Stamatakis, George Tzamalis, Olga Parissis, Salvador Suarez Garcia, Daniel Henriquez Alamo, Impact of different applications of storage systems in island power systems, Conference on the promotion of distributed renewable energy sources in the Mediterranean region, 11 – 12 December 2009, Nicosia, Cyprus

Εθνικά συνέδρια:

- 8^ο Πανελλήνιο Επιστημονικό Συνέδριο Χημικής Μηχανικής, Αποτελέσματα πειραματικών μετρήσεων κυψέλης καυσίμου τύπου PEM, Γ. Τζαμαλής, Εμ. Ζούλιας, Ε. Λόης, Εμ. Σταματάκης, Όλ. Παρίση, 26 – 28 Μαΐου 2011, Θεσσαλονίκη
- 4^ο Εθνικό Συνέδριο: Η Εφαρμογή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας προς Ένα Φιλόδοξο και Αξιοπίστο Εθνικό Πρόγραμμα Δράσης, Τεχνολογίες Υδρογόνου ως Μέσο Αύξησης της Διείσδυσης των ΑΠΕ και ως Μέσο Κάλυψης Ενεργειακών Αναγκών στον Τομέα των Μεταφορών. Η Μελέτη Περίπτωσης της Μήλου, Γ. Τζαμαλής, Εμ. Ζούλιας, Εμ. Σταματάκης, Όλ. Παρίση, Αν. Βλάσσης, 10 – 12 Μαΐου 2010. Αθήνα
- 9^ο Εθνικό Συνέδριο για τις Ήπιες Μορφές Ενέργειας, Αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ σε νησιωτικά συστήματα μέσω τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας: Μελέτη περιπτώσεων, Ε. Stamatakis, Α. Tsikalakis, Γ. Tzamalis, Ε.Ι. Zoulias, Ε. Varkaraki, Γ. Caralis, Ρ. Coroyiannakis, Ν. Chatziargiriou, Σ. Suárez García, D. Henriquez, Μ.-Ε. Delenta, 26 – 28 Μαρτίου 2009, Πάφος, Κύπρος
- 7^ο Πανελλήνιο Επιστημονικό Συνέδριο Χημικής Μηχανικής, Τεχνολογίες Αποθήκευσης Ενέργειας ως Μέσο για την Αύξηση της Διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, Τζαμαλής Γεώργιος, Λόης Ευριπίδης, Ζούλιας Εμμανουήλ, Σταματάκης Εμμανουήλ, 4- 6 Ιουνίου 2009, Πάτρα
- 3^ο Εθνικό Συνέδριο Τεχνολογιών Υδρογόνου, Παραγωγή υδρογόνου από αναμόρφωση αιθανόλης και δοκιμές κυψελών καυσίμου σε test bench, Εμ.

Ζούλιας, Εμ. Σταματάκης, Ευρ. Λόης, Φ. Ζαννίκος, Γ. Τζαμαλής, 19 – 20 Νοεμβρίου 2007, Πάτρα

- 3^ο Εθνικό Συνέδριο Τεχνολογιών Υδρογόνου, Παραγωγή και αποθήκευση υδρογόνου από αιολική ενέργεια στην Κερατέα Αττικής, Ελ. Βαρκαράκη, Φ. Ζαννίκος, Εμ. Ζούλιας, Ευρ. Λόης, Εμ. Σταματάκης, Γ. Τζαμαλής, 19 – 20 Νοεμβρίου 2007, Πάτρα
- 3^ο Εθνικό Συνέδριο Τεχνολογιών Υδρογόνου, Εργαστήριο ενσωμάτωσης τεχνολογιών υδρογόνου και ΑΠΕ: Πρώτα αποτελέσματα λειτουργίας, Ε.Ι. Ζούλιας, Ε. Βαρκαράκη, Ε. Σταματάκης, Γ. Τζαμαλής, 19 – 20 Νοεμβρίου 2007, Πάτρα
- 2^ο Πανελλήνιο Συνέδριο Εναλλακτικών Καυσίμων και Βιοκαυσίμων, «Παραγωγή και Αποθήκευση Υδρογόνου από Αιολική Ενέργεια. Πρώτα Αποτελέσματα», Τζαμαλής Γ., Λόης Ε., Βαρκαράκη Ε., Ζούλιας Ε., Λυμπερόπουλος Ν., 26 – 27 Απριλίου 2007, Λίμνη Πλαστήρα

ABSTRACT

The never-ending stories on an alternative energy supply for a cleaner environment, recently related with efforts to decrease global CO₂ emissions, has been revived by the steep increase in oil prices and the parallel controversy about the potential and public acceptance of nuclear energy. Thus, it is now the right time for the scientific community and energy producers to synthesise their knowledge in order to achieve realistic solutions towards a cleaner energy system. Taking into account concerns that are related to environmental protection, security in the energy supply, and the utilisation of energy sources that promote the economic growth of societies, the concept of a “hydrogen economy era” is moving beyond the realm of scientists and engineers into the lexicon of political and business leaders. Interest in hydrogen, the simplest and most abundant element in the universe, is also emerging due to technical advances in fuel cells – the potential successors to batteries in portable electronics, power plants, and the internal combustion engine.

At the theoretical part of this work, the most widespread hydrogen production, storage and re-electrification technologies are presented. Different methods of storage and exploitation of energy deriving from hybrid power systems integrating Renewable Energy are also presented. Generally hydrogen technologies are more applicable in transport sector than in permanent applications apart from some exceptions. Hydrogen technologies and especially fuel cells are in R&D stage. Fuel cells seem to be more suitable for uninterruptible power supply systems, for co-generation of heat and power systems and for power supply of remote regions such as non-interconnected with the main grid islands. Most of the autonomous power systems integrating Renewable Energy Sources (RES) and hydrogen technologies as energy storage medium have been developed in the framework of research and demonstration projects. In chapter I.3 some of these systems, which have been developed for permanent applications and for the power supply of islands, are presented. In chapter I.4, the main results deriving from McKinsey study are presented. McKinsey study prepared with the purpose of illustrating the role of battery electric vehicles, plug-in hybrid and fuel cell vehicles in transport sector for Europe. In the framework of this study, a comparison between internal combustion engine vehicles and electric

vehicles took place. This comparison performed with respect to efficiency, operational characteristics and costs.

At the second part of this work, experimental results regarding a PEM fuel cell and an alkaline electrolyser are presented. The main objective is the integration of these experimental results in transport sector and in hybrid RES-Hydrogen Technologies power systems. Moreover, experimental measures performed in order to evaluate and decide about the combined operation of the batteries and the stack of the specific PEM fuel cell. These measures performed under stable and floating load. All results used as main input parameters in HOMER software tool, which has been developed by National Renewable Energy Laboratory (NREL, USA) and is suitable for hybrid power systems simulations.

Two case studies examined in the framework of the present Doctoral thesis:

a) At the first one, two different options for the autonomous power supply of rural or/and remote buildings are presented. The first one involves a PV – diesel based power system, while the second one integrates RES and hydrogen technologies for the development of a self – sustained power system. The main objective is the replacement of the diesel generator and a comparison between these two options for autonomous power supply. Model simulations of the two power systems before and after the replacement, an optimization of the component sizes and a techno – economic analysis have been performed for the purpose of this study. A sensitivity analysis taking into account future cost scenarios for hydrogen technologies is also presented. The results clearly show that the Cost of Energy Produced (COE) from the PV – hydrogen technologies power system is extremely higher than the PV – diesel power system. However, the adopted PV – hydrogen technologies power system reduces to zero the Green House Gas (GHG) emissions. Moreover, the sensitivity analysis indicates that COE for the latter system can be further reduced by approximately 50 % compared to its initial value. This could be achieved by reducing critical COE's parameters, such as PEM electrolyser and fuel cell capital costs. Hence, a possible reduction on the capital costs of hydrogen energy equipment in combination with emissions reduction mentioned above could make hydrogen – based power systems more competitive.

b) The main objective of the second case study was the integration of hydrogen technologies as an energy storage medium in a hybrid power system. The existing power system of the island of Milos, which is based on fossil fuel generators and a small wind park, is assessed in the context of this study. System level simulation results, from both technical and economic point of view, are presented for the currently existing and the proposed island's hybrid power system. The latter integrates a higher number of wind turbines and hydrogen technologies as energy storage medium, and the two system architectures are being compared taking into account not only technical and economic parameters but also GHG emissions, fossil fuels consumption and RES penetration increase. Moreover, a sensitivity analysis has been performed in order to determine the contribution of hydrogen technologies equipment costs; with the COE being the critical parameter. Results show that COE for the proposed power system is higher than the existing one, but on the other hand GHG emissions and fossil fuel consumption are significantly reduced. In addition, RES penetration increases dramatically and the sensitivity analysis indicates that a further reduction in hydrogen technologies equipment and subsidy on wind turbine costs would make RES & Hydrogen-based systems economically competitive to the existing power system of the island.

Finally, the possibility to meet the island's energy needs in the field of public transport was also examined. The latter arises due to the fact that even in the proposed power system of Milos, there was unused excess electricity. Part of this energy could feed an additional electrolyser and the hydrogen produced could be used as fuel for public hydrogen buses in order to run all of the local routes. Hence, the energy needs in public transport could be covered in total.

At this point I wish to express my sincere thanks to my supervisor Professor Evripidis Lois at the School of Chemical Engineering of the National Technical University of Athens (NTUA), for his supervision, continuous encouragement and helpful suggestions during the thesis work.

Special thanks go to Dr. Emmanuel Zoulias, Head of RES and Hydrogen Technologies Section of Center for Renewable Energy Sources and Saving (CRES), for his valuable support and contribution. I also owe great thanks to Dr. Emmanuel Stamatakis, scientific partner of RES and Hydrogen Technologies section of CRES,

for his helpful advice and suggestions. Their guidance proved of immense benefit in the preparation of this thesis.

I gratefully acknowledge the financial support that I have received from CRES and Fuels and Lubricants Technology Laboratory (NTUA, School of Chemical Engineering) during my Ph.D. studies.

Finally, I wish to express my gratitude to all my family members, for their patience, understanding and encouragement during the thesis work. To them, this thesis is dedicated.

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΠΡΟΛΟΓΟΣ	iv
ΕΚΤΕΤΑΜΕΝΗ ΠΕΡΙΛΗΨΗ	vi
ABSTRACT	xii
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΑ	xviii
ΠΙΝΑΚΕΣ	xx
ΕΙΚΟΝΕΣ - ΣΧΗΜΑΤΑ	xxii
ΣΥΜΒΟΛΑ – ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ	xxiv
I. ΘΕΩΡΗΤΙΚΟ ΜΕΡΟΣ	1
I.1. ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΕ ΑΥΤΟΝΟΜΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΠΑΡΟΧΗΣ ΙΣΧΥΟΣ	3
I.1.1 Εισαγωγή	3
I.1.2 Τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου.....	6
I.1.2.1 Παραγωγή υδρογόνου από ορυκτά καύσιμα.....	10
I.1.2.1.1 Παραγωγή υδρογόνου από φυσικό αέριο	10
I.1.2.1.2 Παραγωγή υδρογόνου μέσω άνθρακα	15
I.1.2.1.3 Δέσμευση και αποθήκευση CO ₂	17
I.1.2.2 Παραγωγή υδρογόνου από τη διάσπαση του νερού.....	17
I.1.2.2.1 Ηλεκτρόλυση του νερού	18
I.1.2.2.2 Άλλες μέθοδοι διάσπασης του νερού	22
I.1.3 Τεχνολογίες αποθήκευσης υδρογόνου	25
I.1.3.1 Συμπιεσμένο αέριο	27
I.1.3.2 Υγροποιημένο υδρογόνο.....	30
I.1.3.3 Μεταλλικά Υδρίδια.....	32
I.1.4 Τεχνολογίες επαναχρησιμοποίησης υδρογόνου προς παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	35
I.1.4.1 Τύποι κυψελών καυσίμου	39
I.1.4.2 Εκτιμήσεις κόστους και ανάπτυξη αγοράς κυψελών καυσίμου.....	47
I.2. ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΠΑΡΟΧΗΣ ΙΣΧΥΟΣ	57
I.2.1 Εισαγωγή	57
I.2.2 Μπαταρίες.....	61
I.2.3 Αντλιοσταμείωση	63
I.2.4 Τεχνολογίες υδρογόνου	68
I.2.5 Αφαλάτωση	70
I.3. ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΠΑΡΟΧΗΣ ΙΣΧΥΟΣ	79
I.3.1 Εισαγωγή	79
I.3.2 Τεχνολογίες υδρογόνου σε σταθερές εφαρμογές	79
I.3.2.1 Υβριδικό σύστημα φωτοβολταϊκών – υδρογόνου (Μαδρίτη, Ισπανία, 2004)	79
I.3.2.2 Σύστημα αποθήκευσης ενέργειας μέσω υδρογόνου (Atsugi, Ιαπωνία, 2004)	81
I.3.2.3 Σύστημα ΑΠΕ – Τεχνολογιών υδρογόνου (Leicestershire, UK, 2006)	83
I.3.2.4 Οικιακό σύστημα παροχής ισχύος φωτοβολταϊκών – υδρογόνου (Ιταλία, Como, 2007).....	84
I.3.3 Τεχνολογίες υδρογόνου σε συστήματα παροχής ισχύος νησιών.....	86
I.3.3.1 Υβριδικό σύστημα παροχής ισχύος στο νησί Utsira (Νορβηγία, 2004)	87
I.3.3.2 Ενσωμάτωση τεχνολογιών αιολικής ενέργειας και υδρογόνου στο νησί Corngo (2011)	90
I.4. ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΤΟΝ ΤΟΜΕΑ ΤΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΩΝ	95
I.4.1 Εισαγωγή	95
I.4.2 Αξιολόγηση ηλεκτρικών οχημάτων και οχημάτων κυψελών καυσίμου.....	97
I.4.2.1 Πλεονεκτήματα ηλεκτρικών οχημάτων	97

I.4.2.2 Η εμπορική αξιοποίηση των οχημάτων κυψελών καυσίμου	99
I.4.3 Αποτελέσματα μελέτης αξιολόγησης του ρόλου των ηλεκτρικών οχημάτων στον τομέα των μεταφορών	102
I.4.3.1 Η δυνατότητα μείωσης των εκπομπών CO ₂ μέσω της χρήσης ηλεκτρικών οχημάτων μπαταρίας και κυψελών καυσίμου	102
I.4.3.2 Η μείωση του κόστους όλων των κατηγοριών οχημάτων μετά το 2025.....	106
I.4.3.3 Οι ανάγκες των καταναλωτών και του περιβάλλοντος.....	108
I.4.3.4 Η ενσωμάτωση οχημάτων κυψελών καυσίμου στον τομέα των μεταφορών και η ανάπτυξη σχετικών υποδομών	109
II. ΠΕΙΡΑΜΑΤΙΚΟ ΜΕΡΟΣ.....	115
ΕΙΣΑΓΩΓΗ	117
II.1. ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ	119
II.1.1 Εργαστήριο ενσωμάτωσης τεχνολογιών υδρογόνου και ΑΠΕ	120
II.1.2 Πιλοτική μονάδα παραγωγής υδρογόνου από αιολική ενέργεια	126
II.2. ΠΕΙΡΑΜΑΤΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΚΥΨΕΛΗΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΤΥΠΟΥ PEM	135
II.2.1 Πειραματικά αποτελέσματα από λειτουργία υπό σταθερό φορτίο.....	135
II.2.2 Πειραματικά αποτελέσματα από λειτουργία υπό μεταβαλλόμενο φορτίο.....	145
II.2.3 Πειραματικά αποτελέσματα παράλληλης λειτουργίας συστοιχίας και μπαταριών.	151
II.3. ΠΕΙΡΑΜΑΤΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΙΛΟΤΙΚΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΑΠΟ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	161
II.3.1 Αποτελέσματα λειτουργίας αλκαλικής ηλεκτρόλυσης.....	161
II.3.2 Αποτελέσματα λειτουργίας μεταλλοϋδριδίων.....	165
II.3.3 Αποτελέσματα λειτουργίας συμπιεστή	168
II.4. ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΩΣ ΜΕΣΟ ΑΥΞΗΣΗΣ ΤΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΩΝ ΑΠΕ ΚΑΙ ΩΣ ΜΕΣΟ ΚΑΛΥΨΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΑΝΑΓΚΩΝ ΣΤΟΝ ΤΟΜΕΑ ΤΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΩΝ.	171
II.4.1 Τεχνο-οικονομική ανάλυση και αξιολόγηση συστημάτων παροχής ισχύος σε επίπεδο εξοχικής κατοικίας	171
II.4.1.1 Περιγραφή συστημάτων ισχύος.....	174
II.4.1.2 Προσομοίωση μικρο-υβριδικού συστήματος ισχύος φωτοβολταϊκών και γεννήτριας diesel	176
II.4.1.3 Προσομοίωση συστήματος ισχύος φωτοβολταϊκών και τεχνολογιών υδρογόνου.....	178
II.4.1.4 Ανάλυση ευαισθησίας	181
II.4.2 Τεχνο-οικονομική ανάλυση και αξιολόγηση υπάρχοντος και προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος για το νησί της Μήλου	187
II.4.2.1 Το υπάρχον σύστημα παροχής ισχύος της Μήλου	188
II.4.2.1.1 Τεχνο-οικονομικές παράμετροι εισόδου	188
II.4.2.1.2 Αποτελέσματα προσομοίωσης	191
II.4.2.2 Το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος για το νησί της Μήλου	193
II.4.2.2.1 Τεχνο-οικονομικές παράμετροι εισόδου	193
II.4.2.2.2 Αποτελέσματα προσομοίωσης	194
II.4.2.3 Ανάλυση ευαισθησίας	198
II.4.2.3.1 Μείωση 50% στο αρχικό κόστος των τεχνολογιών υδρογόνου	199
II.4.2.3.2 Επιπλέον χρηματοδότηση 30% στο αρχικό κόστος των ανεμογεννητριών	200
II.4.2.4 Σύγκριση προτεινόμενου και υπάρχοντος συστήματος παροχής ισχύος.....	204
II.4.2.5 Συμπεράσματα	206
II.4.3 Τεχνο-οικονομική ανάλυση κάλυψης ενεργειακών αναγκών στον τομέα των μεταφορών για τον νησί της Μήλου μέσω τεχνολογιών υδρογόνου	207
III. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ – ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΕΡΕΥΝΑΣ	213
IV. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	221
V. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ.....	235

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΑ

Διάγραμμα I.1.1: Τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου βράχου-, μέσο- και μακρο-πρόθεσμα ... 9	
Διάγραμμα I.1.2: Πυκνότητα υδρογόνου συναρτήσσει της πίεσης σε θερμοκρασία $T = 298 \text{ K}$	27
Διάγραμμα I.1.3: Συγκριτική απόδοση (%LHV) συστημάτων παροχής ισχύος (US DOE, 2002; IEA, 2005)	37
Διάγραμμα I.1.4: Εκτιμώμενη επίπτωση της διάρκειας ζωής των κυψελών καυσίμου στην τιμή στόχο για ανταγωνιστική εμπορική αξιοποίηση (μαζί με την τυπική απόκλιση, Staffell et al., 2007)	52
Διάγραμμα I.1.5: Εκτίμηση της επίπτωσης της ονομαστικής ισχύος κυψελών καυσίμου στην τιμή στόχο για ανταγωνιστική εμπορική αξιοποίηση (μαζί με την τυπική απόκλιση, Staffell et al., 2007)	54
Διάγραμμα I.1.6: Πρόβλεψη του UNEP για τη συνολικά εγκατεστημένη ισχύ διεσπαρμένων κυψελών καυσίμου (United Nations Environment Programme, UNEP, 2002)	55
Διάγραμμα I.4.1: 80% μείωση των εκπομπών CO_2 απαιτεί 95 % απεξάρτηση του τομέα των οδικών μεταφορών από τον άνθρακα	96
Διάγραμμα I.4.2: Η απόδοση από το Πηγάδι – στη -Ρόδα (Well-to-wheel) για τα FCEVs είναι συγκρίσιμη με αυτή των ICEs, ενώ τα BEVs παραμένουν η πιο αποδοτική κατηγορία	104
Διάγραμμα I.4.3: Με τη χρήση BEVs και FCEVs επιτυγχάνονται χαμηλές εκπομπές CO_2 , αλλά τα BEVs εμφανίζουν περιορισμένη αυτονομία	105
Διάγραμμα I.4.4: 90% μείωση του κόστους των συστημάτων κυψελών καυσίμου μέχρι το 2020	107
Διάγραμμα I.4.5: Εκτίμηση κόστους επένδυσης υποδομών υδρογόνου μέχρι το 2050	110
Διάγραμμα II.2.1: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 1 kW .	137
Διάγραμμα II.2.2: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 1,5 kW	137
Διάγραμμα II.2.3: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 2 kW .	138
Διάγραμμα II.2.4: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 2,5 kW	138
Διάγραμμα II.2.5: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 3 kW .	139
Διάγραμμα II.2.6: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 3,5 kW	139
Διάγραμμα II.2.7: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 4 kW .	140
Διάγραμμα II.2.8: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 4,5 kW	140
Διάγραμμα II.2.9: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 500 W	142
Διάγραμμα II.2.10: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό φορτία 0 – 1 kW	142
Διάγραμμα II.2.11: Θερμοκρασία συστοιχίας ($^{\circ}\text{C}$) υπό φορτίο λειτουργίας 3 kW	144
Διάγραμμα II.2.12: Κατανάλωση υδρογόνου (slm) υπό φορτίο λειτουργίας 3 kW	144
Διάγραμμα II.2.13: Καμπύλη τάσεως – ρεύματος συστοιχίας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM	146
Διάγραμμα II.2.14: Καμπύλη ισχύος – ρεύματος συστοιχίας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM	146
Διάγραμμα II.2.15: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου από 0 έως 5 kW με βήμα μεταβολής 250 W	147
Διάγραμμα II.2.16: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου υπό μεταβαλλόμενο φορτίο	148
Διάγραμμα II.2.17: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου υπό μεταβαλλόμενο φορτίο	148
Διάγραμμα II.2.18: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου υπό μεταβαλλόμενο φορτίο	149
Διάγραμμα II.2.19: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου υπό μεταβαλλόμενο φορτίο	149
Διάγραμμα II.2.20: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου υπό τυχαία μεταβαλλόμενο φορτίο	150
Διάγραμμα II.2.21: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου υπό τυχαία μεταβαλλόμενο φορτίο	150
Διάγραμμα II.2.22: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για αύξουσα μεταβολή φορτίου 250 W	152

Διάγραμμα Π.2.23: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για αυξανόμενο φορτίο	153
Διάγραμμα Π.2.24: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για μειούμενο φορτίο	153
Διάγραμμα Π.2.25: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για αυξανόμενο φορτίο	154
Διάγραμμα Π.2.26: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για τυχαία μεταβαλλόμενο φορτίο... ..	154
Διάγραμμα Π.2.27: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για τυχαία μεταβαλλόμενο φορτίο... ..	155
Διάγραμμα Π.2.28: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για τυχαία μεταβαλλόμενο φορτίο... ..	155
Διάγραμμα Π.2.29: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για μεταβαλλόμενο φορτίο	156
Διάγραμμα Π.2.30: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για σταθερό φορτίο 4,5 kW	158
Διάγραμμα Π.3.1: Λειτουργία αλκαλικής ηλεκτρόλυσης	163
Διάγραμμα Π.3.2: Διάγραμμα απόδοσης αλκαλικής ηλεκτρόλυσης.....	164
Διάγραμμα Π.3.3: Απορρόφηση υδρογόνου από δεξαμενή μεταλλοϋδριδίου	167
Διάγραμμα Π.3.4: Εκκρόφηση υδρογόνου από δεξαμενή μεταλλοϋδριδίου	168
Διάγραμμα Π.3.5: Ρυθμός συμπίεσης υδρογόνου	169
Διάγραμμα Π.3.6: Πίεση εισόδου και εξόδου υδρογόνου σε συμπιεστή ενός σταδίου	170
Διάγραμμα Π.4.1: Η επίδραση του κόστους λειτουργίας και συντήρησης της κυψέλης καυσίμου στο συνολικό κόστος της παραγόμενης ενέργειας του συστήματος.....	179
Διάγραμμα Π.4.2: Βαθμός επιρροής της τιμής του diesel στο συνολικό κόστος παραγόμενης ενέργειας.....	184
Διάγραμμα Π.4.3: Η κατανομή φορτίου της Μήλου (2006)	189
Διάγραμμα Π.4.4: Ανεμολογικά δεδομένα Μήλου	190
Διάγραμμα Π.4.5: Μέση μηνιαία παροχή ηλεκτρικής ισχύος για το υπάρχον σύστημα της Μήλου	192
Διάγραμμα Π.4.6: Μέση μηνιαία παροχή ηλεκτρικής ισχύος για το προτεινόμενο σύστημα της Μήλου	195
Διάγραμμα Π.4.7: Η επιρροή του κόστους του πετρελαίου	203
Διάγραμμα Π.4.8: Η επιρροή του κόστους του μαζούτ.....	204
Διάγραμμα V.1: Ισχύς συστήματος.....	241
Διάγραμμα V.2: Ισχύς συστοιχίας.....	241
Διάγραμμα V.3: Απόδοση συστήματος.....	242
Διάγραμμα V.4: Κατανάλωση υδρογόνου	242

ΠΙΝΑΚΕΣ

Πίνακας I.1.1: Σύγκριση τεχνολογιών παραγωγής υδρογόνου μέσω φυσικού αερίου	14
Πίνακας I.1.2: Τύποι και ιδιότητες μέσων αποθήκευσης υδρογόνου	27
Πίνακας I.1.3: Τύποι Κυψελών Καυσίμου	37
Πίνακας I.1.4: Εκτίμηση κόστους κατασκευής συστοιχίας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM (Tsuchiya, 2004).....	48
Πίνακας I.1.5: Εκτίμηση κόστους SOFCs και MCFCs κατανεμημένης παροχής ισχύος (Blesl et al., 2004).....	48
Πίνακας I.1.6: Εκτιμήσεις κόστους συστοιχίας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM για μαζική παραγωγή 250.000 kW _e ανά έτος (Tsuchiya, 2004).....	49
Πίνακας I.1.7: Εκτιμήσεις κόστους για συστήματα SOFC και MCFC των 200 kW (Blesl et al., 2004).....	50
Πίνακας I.1.8: Σύγκριση συμβατικών συστημάτων συμπαραγωγής με SOFCs (IEA, 2005). 51	
Πίνακας I.1.9: Δεδομένα λειτουργίας και κόστους κυψελών καυσίμου μέχρι 5 kW _e (Staffell et al., 2007).....	51
Πίνακας I.2.1: Μέσο αποθήκευσης ενέργειας και αντιπροσωπευτικές μονάδες.....	59
Πίνακας I.2.2: Καταλληλότητα διαφόρων τύπων μπαταριών σε ενεργειακές εφαρμογές.....	62
Πίνακας I.2.3: Μπαταρίες μολύβδου – οξέος της παροχή βοηθητικών υπηρεσιών σε δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας.....	63
Πίνακας I.3.1: Επιμέρους στοιχεία εξοπλισμού του συστήματος παροχής ισχύος στο νησί Utsira	88
Πίνακας I.3.2: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα υπάρχοντος και προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος για το νησί Corngo	92
Πίνακας II.2.1: Ζεύγη τιμών τάσεως – ρεύματος και ισχύς συστοιχίας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM.....	145
Πίνακας II.3.1: Πειραματικές μετρήσεις αλκαλικής ηλεκτρόλυσης.....	162
Πίνακας II.3.2: Λειτουργία αλκαλικής ηλεκτρόλυσης.....	163
Πίνακας II.3.3: Μετρήσεις απορρόφησης H ₂ από μεταλλοϋδρίδια.....	166
Πίνακας II.3.4: Μετρήσεις εκκρόφησης H ₂ από μεταλλοϋδρίδια.....	166
Πίνακας II.3.5: Μετρήσεις συμπίεσης	169
Πίνακας II.4.1: Ενεργειακή ροή και εκπομπές συστήματος ισχύος Φ/Β και γεννήτριας diesel	178
Πίνακας II.4.2: Ενεργειακή ροή και εκπομπές συστήματος ισχύος Φ/Β και τεχνολογιών υδρογόνου.....	181
Πίνακας II.4.3: Οικονομικές παράμετροι συστήματος Φ/Β και γεννήτριας diesel.....	182
Πίνακας II.4.4: Οικονομικές παράμετροι συστήματος Φ/Β και τεχνολογιών υδρογόνου	183
Πίνακας II.4.5: Ανεμολογικά δεδομένα Μήλου.....	189
Πίνακας II.4.6: Ροή ενέργειας, εκπομπές ρύπων και κατανάλωση καυσίμων για το υπάρχον σύστημα παροχής ισχύος της Μήλου.....	193
Πίνακας II.4.7: Ροή ενέργειας, εκπομπές ρύπων και κατανάλωση καυσίμων για το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος της Μήλου	196
Πίνακας II.4.8: Κρίσιμες παράμετροι υπάρχοντος και προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος	205
Πίνακας II.4.9: Εκπομπές ρύπων υπάρχοντος και προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος	205
Πίνακας II.4.10: Χιλιομετρικές αποστάσεις διανυόμενες από τις δημοτικές συγκοινωνίες. 210	
Πίνακας V.1: Ενδεικτικά δεδομένα λειτουργίας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM.....	238

ΕΙΚΟΝΕΣ - ΣΧΗΜΑΤΑ

Εικόνα I.1.1: Διαφορετικές πρωταρχικές πηγές και τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου.....	8
Σχήμα I.1.1: Σχηματική αναπαράσταση αναμόρφωσης φυσικού αερίου με ατμό.....	12
Εικόνα I.1.2: Ηλεκτρόλυση του νερού από ΑΠΕ.....	20
Σχήμα I.1.2: Διάγραμμα διεργασιών αλκαλικής ηλεκτρόλυσης της παραγωγή H ₂	21
Εικόνα I.1.3: Φυσική δομή επίπεδης συστοιχίας κυψέλης καυσίμου.....	38
Εικόνα I.1.4: Το μονομερές από το οποίο αποτελείται η μεμβράνη εναλλαγής πρωτονίων (Nafion).....	40
Εικόνα I.2.1: Σύγκριση μεγέθους, τεχνολογικής ωριμότητας και εφαρμογών διαφόρων μέσων αποθήκευσης ενέργειας.....	61
Εικόνα I.2.2: Γενική περιγραφή αυτόνομου υβριδικού συστήματος παροχής ισχύος με αντλιοταμίευση.....	64
Εικόνα I.2.3: Γενική εικόνα ροών ηλεκτρικής ενέργειας και νερού σε ένα υβριδικό σύστημα αιολικής ενέργειας – αντλιοταμίευσης.....	65
Εικόνα I.2.4: Τεχνολογίες υδρογόνου σε υβριδικά αυτόνομα συστήματα παροχής ισχύος....	69
Εικόνα I.2.5: Διάγραμμα ροής μιας τυπικής μονάδας αφαλάτωσης αντίστροφης ώσμωσης στην Κροατία.....	73
Εικόνα I.3.1: Αυτόνομο επιδεικτικό σύστημα παροχής ισχύος σε κεραία τηλεπικοινωνίας στη Μαδρίτη.....	80
Εικόνα I.3.2: Σύστημα συμπαραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας μέσω υδρογόνου στην Ιαπωνία.....	82
Εικόνα I.3.3: Σύστημα ΑΠΕ – Τεχνολογιών υδρογόνου στη Μεγάλη Βρετανία.....	84
Εικόνα I.3.4: Απεικόνιση οικιακού υβριδικού συστήματος ΑΠΕ – τεχνολογιών υδρογόνου στην Ιταλία.....	86
Εικόνα I.3.5: Άποψη του συστήματος ανεμογεννητριών – υδρογόνου στο νησί Utsira (Νορβηγία, Eide et al., 2004).....	87
Εικόνα I.3.6: Το νησί Corvo στις Αζόρες.....	90
Εικόνα I.4.1: Η απόδοση από το «πηγάδι στη ρόδα» (well-to-wheel) για διάφορες κατηγορίες οχημάτων.....	98
Εικόνα I.4.2: Με όλα τα τεχνολογικά εμπόδια να έχουν ξεπεραστεί, τα FCEVs είναι πλέον έτοιμα να περάσουν από την επίδειξη στην εμπορική αξιοποίηση.....	99
Εικόνα I.4.3: 2030: Μόνο ο σωστός προγραμματισμός ενσωμάτωσης νέων κατηγοριών οχημάτων μπορεί να οδηγήσει στην κάλυψη κρίσιμων κριτηρίων.....	108
Εικόνα II.1.1: Εργαστήριο Ενσωμάτωσης Τεχνολογιών Υδρογόνου και ΑΠΕ.....	121
Εικόνα II.1.2: Σύστημα παραγωγής υπερκάθαρου νερού.....	122
Εικόνα II.1.3: Μονάδα ηλεκτρόλυσης του νερού τεχνολογίας μεμβράνης εναλλαγής πρωτονίων (PEM).....	123
Εικόνα II.1.4: Δεξαμενή αποθήκευσης αερίου υδρογόνου.....	124
Εικόνα II.1.5: Κυψέλη Καυσίμου τεχνολογίας μεμβράνης εναλλαγής πρωτονίων (PEM) ..	125
Εικόνα II.1.6: Διάγραμμα της εγκατάστασης υδρογόνου στο αιολικό πάρκο του ΚΑΠΕ....	127
Εικόνα II.1.7: Γενική άποψη εγκατάστασης υδρογόνου στο αιολικό πάρκο του ΚΑΠΕ.....	128
Εικόνα II.1.8: Αλκαλική μονάδα ηλεκτρόλυσης.....	129
Εικόνα II.1.9: Συμβατική δεξαμενή υδρογόνου (buffer).....	130
Εικόνα II.1.10: Συμπιεστής υδρογόνου.....	131
Εικόνα II.1.11: Σταθμός πλήρωσης – εμφιάλωσης υδρογόνου.....	132
Εικόνα II.1.12: Δεξαμενή μεταλλοϋδριδίων.....	133
Εικόνα II.4.1: Κατανομή φορτίου απομακρυσμένης – εξοχικής κατοικίας.....	173
Εικόνα II.4.2: Κατανομή φορτίου κατοικίας όπως προκύπτει από το λογισμικό HOMER (DMap).....	173
Εικόνα II.4.3: Μονοπάτι παραγωγής, αποθήκευσης και επαναχρησιμοποίησης υδρογόνου.....	175
Εικόνα II.4.4: Αρχιτεκτονική συστήματος Φ/Β και γεννήτριας diesel.....	176
Εικόνα II.4.5: Αρχιτεκτονική συστήματος Φ/Β και τεχνολογιών υδρογόνου.....	176

Εικόνα Π.4.6: Επίδραση του κόστους των τεχνολογιών υδρογόνου στο συνολικό κόστος παραγόμενης ενέργειας του συστήματος	185
Εικόνα Π.4.7: Αρχιτεκτονική υπάρχοντος συστήματος παροχής ισχύος	197
Εικόνα Π.4.8: Αρχιτεκτονική προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος	197
Εικόνα Π.4.9: Ο βαθμός επιρροής του κόστους των τεχνολογιών υδρογόνου.....	200
Εικόνα Π.4.10: Ο βαθμός επιρροής του κόστους των ανεμογεννητριών	202
Εικόνα Π.4.11: Αποψη της Μήλου.....	210
Εικόνα Π.4.12: Λεωφορείο κυψελών καυσίμου.....	211
Εικόνα V.1: Αποψη του λογισμικού που ενσωματώνει η κυψέλη καυσίμου τύπου PEM....	237

ΣΥΜΒΟΛΑ – ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ

A	Ampere
AFC	Alkaline Fuel Cell
atm	Atmospheres
ATR	Auto Thermal Reforming
bar	Bars
BEV	Battery Electric Vehicles
cm ²	Square Centimeters
cm ³	Cubic centimeters
DC	Direct Current
F	Ρεύμα συστοιχίας (σε Coulomb/sec)
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicles
g	Grams
HHV	High Heating Value
H _{total}	Κατανάλωση υδρογόνου (σε mole/sec)
Hz	Hertz
I	Σταθερά Faraday (96.485, 309 Coulomb/mole)
ICE	Internal Combustion Engine
IRR	Internal Rate of Return
km	Kilometers
kW	Kilowatts
kWh	kilowatt hours
LHV	Low Heating Value
L	Litres
lt	Litres
m ³	Cubic meters
mA	miliampere
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
mg	milligrams
min	Minutes
Mpa	Mega Pascal
mV	milivolts
MW	Megawatts
Nm ³	Normal cubic meters
NP	Ισχύς συστήματος κυψέλης καυσίμου (Net Power to the customer)
NPV	Net Present Value
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
PEM	Proton Exchange Membrane
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PHEV	Plug – in Hybrid Electric Vehicles
PLC	Programmable Logic Controller

POX	Partial Oxidation
ppm	Parts per million
PSA	Pressure Swing Absorption
R	Παγκόσμια σταθερά των αερίων [0.082 atm lt / (mol K)]
sec	Seconds
S _{eff}	Απόδοση συστήματος κυψέλης καυσίμου
slm	Standard litres per minute
SMR	Steam Methane Reforming
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
V	Volts
VAC	Volts of Alternating Current
VDC	Volts of Direct Current
W	Watts
yr	Year
X	Αριθμός Κελιών Συστοιχίας
€	Euros
ΑΘΔ	Ανώτερη Θερμογόνος Δύναμη
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΘΔ	Θερμογόνος Δύναμη
ΚΑΠΕ	Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας
ΚΘΔ	Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη

I. ΘΕΩΡΗΤΙΚΟ ΜΕΡΟΣ

I. ΘΕΩΡΗΤΙΚΟ ΜΕΡΟΣ

I.1. Τεχνολογίες υδρογόνου σε αυτόνομα συστήματα παροχής ισχύος

I.1.1 Εισαγωγή

Η αύξηση της τιμής του πετρελαίου σε συνδυασμό με τη συνεχή αμφισβήτηση σχετικά με τη δυναμική και τη δημόσια αποδοχή για την πυρηνική ενέργεια, έχουν οδηγήσει σε αναζήτηση εναλλακτικών μορφών ενέργειας φιλικότερων προς το περιβάλλον. Είναι η κατάλληλη στιγμή για συνεργασία ανάμεσα στην επιστημονική κοινότητα και τη βιομηχανία ενέργειας προς ανεύρεση λύσεων για ένα καλύτερο και περιβαλλοντικά καθαρότερο ενεργειακό σύστημα. Λαμβάνοντας υπόψη την προστασία του περιβάλλοντος, την ασφάλεια στην διακίνηση ενέργειας και την εκμετάλλευση ενεργειακών πηγών που προωθούν την οικονομική ανάπτυξη κοινωνιών, το θέμα της «κοινωνίας του υδρογόνου» αρχίζει να απασχολεί εκτός από τους μηχανικούς και τους επιστήμονες και άλλους βιομηχανικούς, πολιτικούς και κοινωνικούς φορείς. Το ενδιαφέρον για το υδρογόνο, το απλούστερο και αφθονότερο στοιχείο της φύσης, προκύπτει από τα σημαντικά πλεονεκτήματα που παρουσιάζουν οι κυψέλες καυσίμου – οι πιθανοί διάδοχοι των μπαταριών φορητών συσκευών, των μονάδων παροχής ισχύος και των μηχανών εσωτερικής καύσης (Marban et al., 2007). Η οικονομία του υδρογόνου θα μπορούσε να οριστεί ως ένα μακροπρόθεσμο στρατηγικό πλάνο σύμφωνα με το οποίο το παρόν ενεργειακό σύστημα θα μπορεί να αντικατασταθεί από ένα διαφορετικό στο οποίο θα συνδυάζεται η καθαρότητα του υδρογόνου ως ενεργειακού φορέα με τις υψηλές αποδόσεις που επιτυγχάνονται κατά τη λειτουργία των κυψελών καυσίμου. Στις κυψέλες καυσίμου η χημική ενέργεια του καυσίμου μετατρέπεται απευθείας σε ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα. Το υδρογόνο ως φορέας ενέργειας έχει πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα. Η έρευνα θα πρέπει να εστιάσει έτσι ώστε να επιτευχθούν τα μέγιστα σχετικά με τα πλεονεκτήματα και να μετριάσει όσο το δυνατόν περισσότερο τα μειονεκτήματα. Το κύριο πλεονέκτημα του υδρογόνου ως φορέα ενέργειας είναι η απουσία εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂). Επιπροσθέτως, μέσω του υδρογόνου αναμένεται να προωθηθούν μορφές ενέργειας ασυνεχούς παροχής και έντασης (Barreto et al., 2003).

Όπως ήδη αναφέρθηκε το υδρογόνο δεν είναι πηγή ενέργειας αλλά φορέας ενέργειας και έτσι η «καθαρότητα» του εξαρτάται από τη μέθοδο κάθε φορά μέσω της οποίας παράγεται. Ακόμα, η μεταφορά και η αποθήκευσή του είναι υψηλού κόστους κάτι το οποίο αποτελεί μία από τις κυριότερες αιτίες αποστροφής προς τη χρήση και την καθιέρωσή του. Η μεταφορά και η αποθήκευσή του είναι υψηλού κόστους εξ' αιτίας της χαμηλής ενεργειακής πυκνότητάς του βάσει όγκου (πυκνότητα βενζίνης: 0,7 kg/L, πυκνότητα υδρογόνου: 0,03 kg/L, 0,06 kg/L και 0,07 kg/L σε 350 atm, 700 atm και υγροποιημένο σε θερμοκρασία 20 K αντίστοιχα) (Marban et al., 2007). Καθώς είναι ιδιαίτερα εύφλεκτο, το υδρογόνο είναι επικίνδυνο αέριο σε κλειστούς χώρους ενώ δεν ισχύει το ίδιο και στους ανοιχτούς χώρους καθώς έχει την ιδιότητα να διαχέεται με μεγάλη ταχύτητα στην ατμόσφαιρα. Η έρευνα πάνω σε νέα μέσα αποθήκευσής του αλλά και η καθιέρωση προτύπων για τη χρήση του μπορούν να αποτελέσουν εφιαλτήριο έτσι ώστε να ξεπεραστούν τα παραπάνω μειονεκτήματα.

Η αλλαγή που απαιτείται προς ένα ενεργειακό σύστημα βασισμένο στο υδρογόνο θέτει μερικές από της μεγαλύτερες προκλήσεις. Από πλευράς παραγωγής αλλά και από πλευράς επαναχρησιμοποίησης του υδρογόνου πρέπει να συμβούν σημαντικές αλλαγές. Είναι πολύ πιθανό να υπάρξει μακρά μεταβατική περίοδος κατά την οποία το υδρογόνο δεν θα μπορεί να θεωρείται ανταγωνιστικό σχετικά με τα συμβατικά ενεργειακά συστήματα. Για μετάβαση προς ενεργειακό σύστημα βασισμένο σε υδρογόνο θα πρέπει αρχικά η παραγωγή υδρογόνου να γίνεται κατά τόπους και όχι κεντρικά. Με αυτό τον τρόπο ξεπερνιούνται τα προβλήματα δικτύου και διανομής μιας και αυτή τη χρονική στιγμή είναι ανύπαρκτα. Μικρές μονάδες παραγωγής μπορούν να εγκατασταθούν σε διάσπαρτους σταθμούς και να παράγουν υδρογόνο μέσω ηλεκτρόλυσης του νερού ή μέσω αναμόρφωσης φυσικού αερίου. Άλλωστε δίκτυο διανομής φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας υπάρχει, ενώ κατά τα πρώτα χρόνια μετάβασης σε οικονομία υδρογόνου θα πρέπει να επεκταθούν έτσι ώστε να ικανοποιηθούν οι ανάγκες που προκύπτουν. Κατά τη μεταβατική αυτή περίοδο, οι μονάδες παραγωγής υδρογόνου θα μπορούν να τροφοδοτούνται από αιολική ή ηλιακή ενέργεια και μάλιστα σε τόπους όπου το αντίστοιχο κόστος είναι χαμηλό. Η μετάβαση με έμφαση στην αποκεντρωμένη παραγωγή δίνει χρόνο έτσι ώστε να αναπτυχθούν νέες και πιο ώριμες τεχνολογίες ικανές να δώσουν λύση σε πιθανά προβλήματα από την ευρεία χρήση του υδρογόνου.

Κατά τη διάρκεια αποκεντρωμένης παραγωγής υδρογόνου, δεν είναι απαραίτητο να υπάρχουν μεγάλα δίκτυα σωληνώσεων καθώς η παραγωγή, η διανομή και η χρήση

του υδρογόνου θα γίνεται στο ίδιο σημείο. Η εξάρτηση της παραγωγής υδρογόνου από πρωταρχικές ΑΠΕ θα πρέπει να εξετάζεται εφόσον αυτές βρίσκονται σε λογικά κοντινή απόσταση από τον τόπο χρήσης της. Εναλλακτικά, η ηλεκτρική ενέργεια που παρέχεται από το δίκτυο θα μπορεί να χρησιμοποιηθεί προς παραγωγή υδρογόνου αρκεί να μη συμπίπτει με ώρα αιχμής. Η προσέγγιση αποκεντρωμένης παραγωγής προσφέρει ξεκάθαρα πλεονεκτήματα κατά τη μετάβαση από το υπάρχον ενεργειακό δίκτυο, παρόλο που μπορεί να μην είναι και τόσο βιώσιμη σε μια ώριμη οικονομία υδρογόνου.

Τα πλεονεκτήματα αποκεντρωμένης παραγωγής υδρογόνου κατά τη διάρκεια μετάβασης από το υπάρχον ενεργειακό ισοζύγιο είναι και οικονομικά. Το πρόβλημα του κόστους μεγάλων μονάδων υδρογόνου μπορεί να μεταφερθεί για αργότερα όταν και η ζήτηση υδρογόνου αυξηθεί σημαντικά. Σε αντίθεση, διασπαρμένα συστήματα παραγωγής θα μπορούν να εγκαθίστανται ταχέως καθώς αυξάνεται και η ζήτηση υδρογόνου. Έτσι, παραγωγή και ζήτηση υδρογόνου θα συμβαδίζουν χωρίς να δημιουργούνται προβλήματα έλλειψης. Εκτός από της στατικές οικονομίες κλίμακας, η αποκεντρωμένη παραγωγή θα μπορεί να βασιστεί και στις δυναμικές οικονομίες κλίμακας με την ανάπτυξη και κατασκευή μικρών συσκευών κυψελών καυσίμου και αποθήκευσης. Παρ' όλα αυτά, το κόστος του υδρογόνου συγκρινόμενο με το κόστος συμβατικού καυσίμου θα είναι μεγαλύτερο κατά τη διάρκεια της μεταβατικής περιόδου από το ένα ενεργειακό ισοζύγιο σε άλλο.

Ένα από τα κυριότερα μειονεκτήματα της αποκεντρωμένης παραγωγής έχει να κάνει με το περιβάλλον. Σε περίπτωση που το υδρογόνο παράγεται από μικρής κλίμακας ηλεκτρόλυση, η οποία της τροφοδοτείται με ηλεκτρική ενέργεια προερχόμενη από το υπάρχον δίκτυο, τότε οι επιπτώσεις στο περιβάλλον δεν αλλάζουν αλλά παραμένουν ίδιες με κάθε άλλη περίπτωση κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Λύση στο πρόβλημα αυτό θα μπορούσε να αποτελέσει η παραγωγή υδρογόνου από μικρής κλίμακας αναμορφωτές, με ταυτόχρονη δέσμευση και απομάκρυνση σε κατάλληλο χώρο των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα (η αναμόρφωση υδρογονανθράκων είναι μέθοδος παραγωγής υδρογόνου κατά την οποία όμως προκύπτουν και εκπομπές άνθρακα). Πράγματι, ακόμα και σε μια υποθετικά ώριμη οικονομία υδρογόνου όπου τα περιβαλλοντικά οφέλη είναι πολλαπλά, θα πρέπει να συνυπολογιστεί και το κόστος συλλογής και μεταφοράς εκπομπών άνθρακα από τον τόπο παραγωγή τους σε κατάλληλα διαμορφωμένο χώρο και τόπο. Το κόστος αυτό μπορεί να εμφανίσει την αποκεντρωμένη παραγωγή μη ελκυστική σε μια ώριμη οικονομία υδρογόνου. Κατά

την περίοδο της μετάβασης όμως, οι εκπομπές άνθρακα θα μπορούν απλώς να απορρίπτονται μέχρι τα οικονομικά οφέλη που αναφέρθηκαν προηγουμένως αρχίσουν να λειτουργούν προς όφελος της εκκίνησης της οικονομίας του υδρογόνου (Hart, 2002).

Στις υπο-ενότητες που ακολουθούν, παρουσιάζονται τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά τεχνολογιών σχετικών με την παραγωγή υδρογόνου, την αποθήκευσή του και την επαναχρησιμοποίησή του προς παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Δίνεται έμφαση στις τεχνολογίες υδρογόνου που εμφανίζονται περισσότερο σε αυτόνομα συστήματα παροχής ισχύος τα οποία εκτός των άλλων βασίζονται και σε αυτές τις τεχνολογίες.

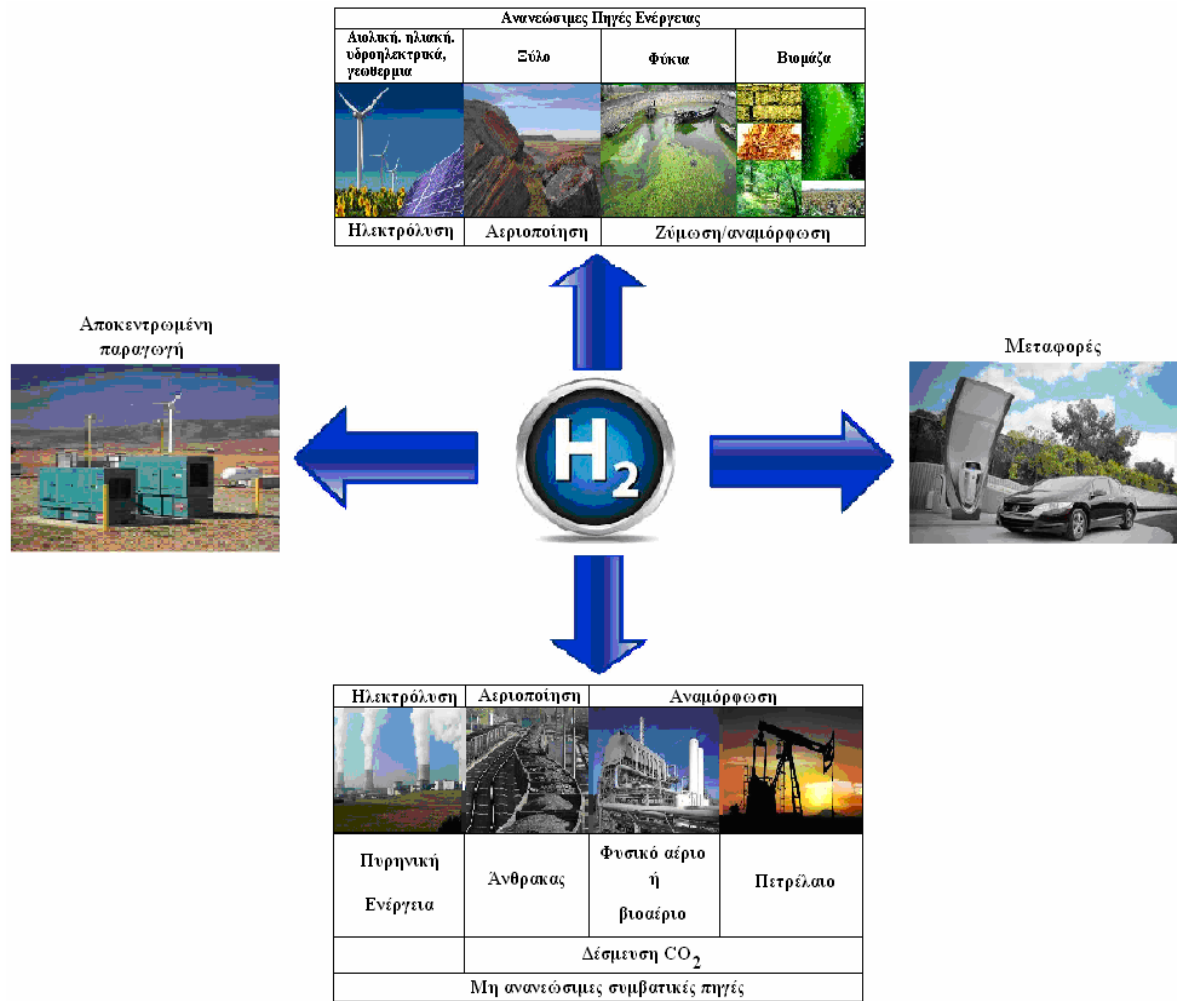
1.1.2 Τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου

Το υδρογόνο είναι το πιο άφθονο στοιχείο της φύσης αλλά δυστυχώς σπάνια συναντάται στην ελεύθερη μορφή του. Κυρίως εμφανίζεται χημικά ενωμένο με το οξυγόνο στο μόριο του νερού, με τον άνθρακα σε πλήθος υδρογονανθράκων αλλά και σε φυτά, ζώα και άλλες μορφές ζωής. Το νερό αλλά και άλλες οργανικές ενώσεις οι οποίες αποτελούνται εκτός των άλλων και από υδρογόνο, συνθέτουν το 70 % της επιφάνειας της γης (Dunn S., 2002). Εφόσον παραχθεί, αυτό το άοσμο, άχρωμο και άγευστο στοιχείο, αποτελεί βασικό ρεύμα τροφοδοσίας σε πλήθος βιομηχανικών δραστηριοτήτων, ενώ μπορεί να παίζει και το βασικό ρόλο του φορέα ενέργειας για την τροφοδοσία της κοινωνίας, από τα απλά σπίτια μέχρι τη βιομηχανία, τις επιχειρήσεις και τον τομέα των μεταφορών.

Το μεγαλύτερο ποσοστό του υδρογόνου παράγεται σήμερα στα διυλιστήρια μέσω αναμόρφωσης του φυσικού αερίου με ατμό. Συνήθως το υδρογόνο καταναλώνεται εκεί όπου παράγεται χωρίς να πωλείται στην αγορά. Εκτός από τα διυλιστήρια πετρελαίου χρησιμοποιείται και ως πρώτη ύλη στην παρασκευή λιπασμάτων με βάση την αμμωνία, στην παρασκευή διαλυτών, πλαστικών και άλλων βιομηχανικών προϊόντων. Μόνο 5 % από αυτό το υδρογόνο χαρακτηρίζεται ως εμπορικό και διακινείται στην υγρή ή την αέρια μορφή του (Dunn S., 2002).

Το υδρογόνο είναι φορέας ενέργειας και όχι πηγή ενέργειας. Έτσι, πρέπει να παραχθεί από άλλη πηγή ενέργειας γεγονός που σηματοδοτεί προκλήσεις και γεννά πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα. Από την άλλη πλευρά, δίνει τη δυνατότητα

αξιοποίησης διαφορετικών εγχώριων πρωταρχικών πηγών ενέργειας, μείωσης εξάρτησης από τις εισαγωγές πετρελαίου, μείωσης εκπομπών που συνεισφέρουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου και γενικότερα προσφέρει δυνατότητα για ένα αειφόρο ενεργειακό σύστημα. Το υδρογόνο μπορεί να παραχθεί από πλήθος διαθέσιμων «πρώτων υλών», στις οποίες μπορεί να εμπεριέχονται πλήθος συμβατικών και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, μέσω αξιοποίησης πλήθους τεχνολογιών σε κάθε περίπτωση: ορυκτά καύσιμα (αναμόρφωση φυσικού αερίου, αεριοποίηση άνθρακα), ΑΠΕ και πυρηνική ενέργεια (βιομάζα, φωτο-ηλεκτρόλυση, βιολογική παραγωγή, διάσπαση του νερού μέσω υψηλής θερμοκρασίας) και ηλεκτρική ενέργεια (ηλεκτρόλυση του νερού) (Morminal M. And Veziroglu TN., 2002). Κάθε τεχνολογία βρίσκεται σε διαφορετικό στάδιο ανάπτυξης και η καθεμιά έχει τα δικά της πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα. Η επιλογή της κατάλληλης μεθόδου παραγωγής υδρογόνου επηρεάζεται κάθε φορά από παράγοντες όπως η διαθεσιμότητα των πρώτων υλών, το στάδιο ωρίμανσης της τεχνολογίας, οι εφαρμογές της αγοράς και η ζήτηση, οι εκάστοτε νομοθεσίες και το καθεστώς που μπορεί να διέπει και φυσικά το κόστος. Στην Εικόνα I.1.1 παρουσιάζεται ένα γενικό πλάνο των πρωταρχικών πηγών και των τεχνολογιών προς παραγωγή υδρογόνου:

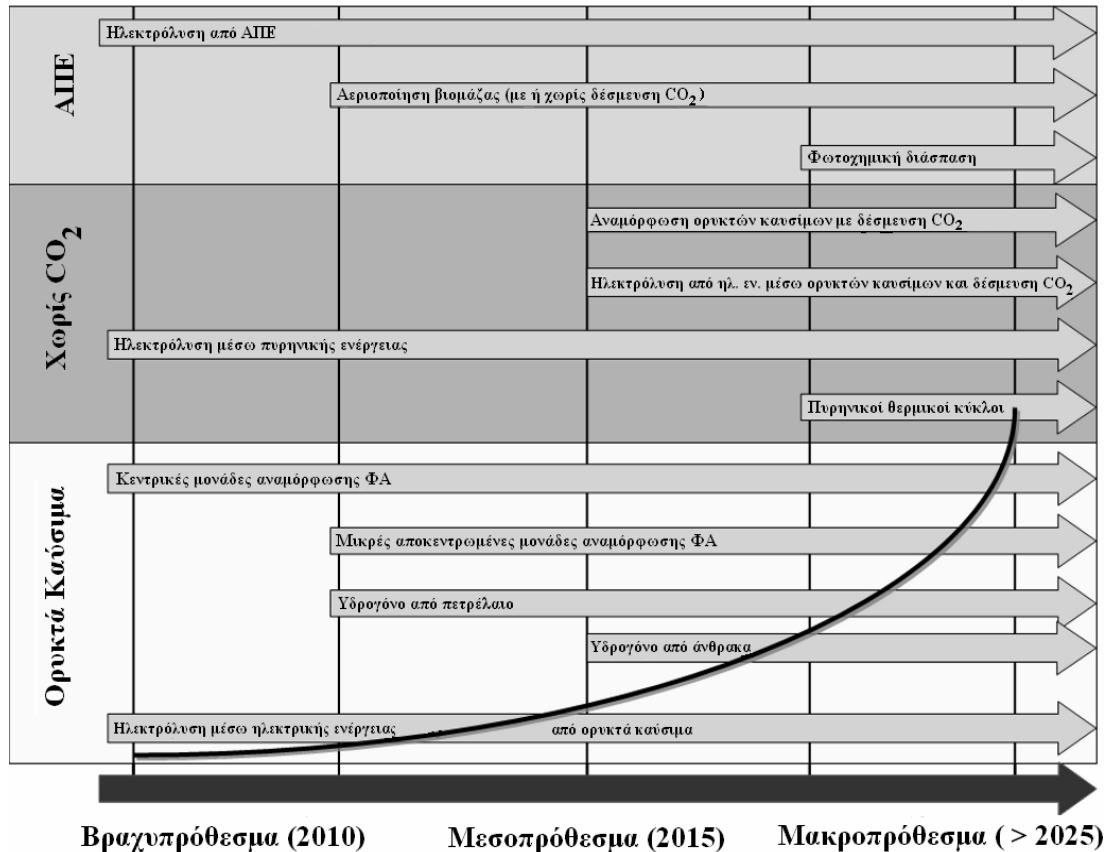


Εικόνα I.1.1: Διαφορετικές πρωταρχικές πηγές και τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου

Αρκετές από τις τεχνολογίες είναι διαθέσιμες στην αγορά για τη βιομηχανική παραγωγή του υδρογόνου. Η πρώτη εμπορικά διαθέσιμη τεχνολογία παραγωγής καθαρού υδρογόνου χρονολογείται στα τέλη της δεκαετίας του 1920 και είναι η ηλεκτρόλυση του νερού. (MArban G. And Valdes-Solis T., 2007). Όμως από τα τέλη της δεκαετίας του 1960 η βιομηχανική παραγωγή υδρογόνου άρχισε να στηρίζεται σε οργανικές πρώτες ύλες οι οποίες αποτελούν ακόμα και σήμερα τη βασική πρώτη ύλη προς παραγωγή υδρογόνου. Γενικά, όλα τα πιθανά μονοπάτια παραγωγής υδρογόνου μπορούν να κατηγοριοποιηθούν ως βραχυπρόθεσμα (2010), μεσοπρόθεσμα (2010 – 2020) και μακροπρόθεσμα (2020 – 2030) όπως φαίνεται και στο Διάγραμμα I.1.1.

Οι μέθοδοι παραγωγής υδρογόνου κατατάσσονται ανάλογα με το μέγεθος της εφαρμογής. Κεντρικές μονάδες χαρακτηρίζονται αυτές οι οποίες ξεπερνούν τα 50.000 kg H₂ την ημέρα ενώ μονάδες από 100 μέχρι και 1.500 kg H₂ την ημέρα θεωρούνται μικρότερες. Σε αυτές τις μικρότερες μονάδες παραγωγής υδρογόνου κυριαρχούν η

αναμόρφωση του φυσικού αερίου με ατμό και η ηλεκτρόλυση με ηλεκτρική ενέργεια προερχόμενη από το δίκτυο. Επίσης, υπάρχουν και περιπτώσεις όπου αξιοποιείται η αναμόρφωση μεθανόλης και αιθανόλης.



Διάγραμμα 1.1.1: Τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου βράχυ-, μέσο- και μακρο-πρόθεσμα

Οι μέθοδοι που κυριαρχούν στις κεντρικές μονάδες παραγωγής υδρογόνου είναι:

- Αεριοποίηση άνθρακα (με συμπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και δέσμευση άνθρακα)
- Αναμόρφωση φυσικού αερίου με ατμό (με δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα)
- Αεριοποίηση βιομάζας
- Πυρηνική διεργασία (ηλεκτρόλυση, ηλεκτρόλυση με ατμό υψηλής θερμοκρασίας)
- Ηλεκτρόλυση μέσω αιολικής ενέργειας (με πιθανή συμπαραγωγή)

Όταν το υδρογόνο παράγεται από ΑΠΕ ή μέσω πυρηνικής ενέργειας, αλλά και όταν παράγεται από φυσικό αέριο ή άνθρακα αλλά με ταυτόχρονη δέσμευση και αποθήκευση των εκπομπών CO₂, τότε ο συνολικός κύκλος μπορεί να θεωρηθεί πως διαθέτει σχεδόν μηδενικό αποτύπωμα άνθρακα. Αν από την άλλη πλευρά, το υδρογόνο παράγεται μέσω ηλεκτρόλυσης του νερού, τότε οι εκπομπές που προκύπτουν από τον συνολικό κύκλο συνδέονται άμεσα με τη μέθοδο παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιήθηκε. Προς το παρόν, το υδρογόνο παράγεται κυρίως από ορυκτά καύσιμα και χωρίς δέσμευση και αποθήκευση CO₂ (48 % από φυσικό αέριο, 30 % από αέρια παραπροϊόντα διυλιστηρίων και χημικής βιομηχανίας, 18 % από άνθρακα και το υπόλοιπο μέσω ηλεκτρόλυσης του νερού). Όμως, η χρησιμοποίηση υδρογόνου σε εφαρμογές ενέργειας προϋποθέτει περισσότερο αποδοτικές και μικρότερου κόστους μεθόδους παραγωγής από τις οποίες ιδανικά δεν θα προκύπτουν εκπομπές CO₂. Η αποκεντρωμένη παραγωγή φαντάζει σαν την καλύτερη επιλογή για την αγορά καθώς ελαχιστοποιεί της ανάγκες για κατασκευή δικτύου διανομής. Είναι όμως λιγότερο αποδοτική σε σχέση με τις μεγάλες μονάδες σε κεντρική παραγωγή, ενώ κάνει τη δέσμευση και αποθήκευση CO₂ ανέφικτη.

1.1.2.1 Παραγωγή υδρογόνου από ορυκτά καύσιμα

Το υδρογόνο μπορεί να παραχθεί από τα περισσότερα ορυκτά καύσιμα (άνθρακα, φυσικό αέριο κτλ.). Η πολυπλοκότητα των μεθόδων ποικίλει. Προκειμένου να διασφαλιστεί η ανυπαρξία εκπομπών κατά τη διάρκεια των μεθόδων που στηρίζονται σε ορυκτά καύσιμα, απαιτείται δέσμευση και αποθήκευση του παραγόμενου CO₂. Η επιλογή της κατάλληλης μεθόδου κάθε φορά και η βιωσιμότητά της εξαρτώνται από το αν πρόκειται για κεντρική ή αποκεντρωμένη μονάδα παραγωγής.

1.1.2.1.1 Παραγωγή υδρογόνου από φυσικό αέριο

Συγκριτικά με άλλα ορυκτά καύσιμα από τα οποία μπορεί να προέρθει υδρογόνο, το φυσικό αέριο είναι φθηνότερο και αποδοτικότερο καθώς είναι ευρέως διαδεδομένο, εύκολο στο χειρισμό του και ο λόγος υδρογόνου – άνθρακα είναι υψηλότερος με

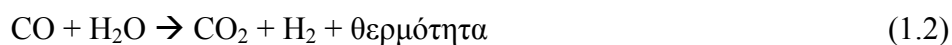
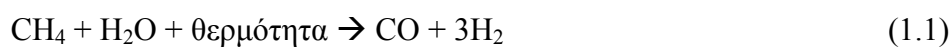
αποτέλεσμα την ελαχιστοποίηση στο σχηματισμό παραπροϊόντων όπως το CO₂. Το υδρογόνο μπορεί να προέρθει από φυσικό αέριο μέσω:

- Αναμόρφωσης με ατμό (Steam Methane Reforming, SMR)
- Μερικής οξείδωσης (Partial Oxidation, POX)
- Θερμικά αυτόνομης αναμόρφωσης (Autothermal Reforming, ATR)

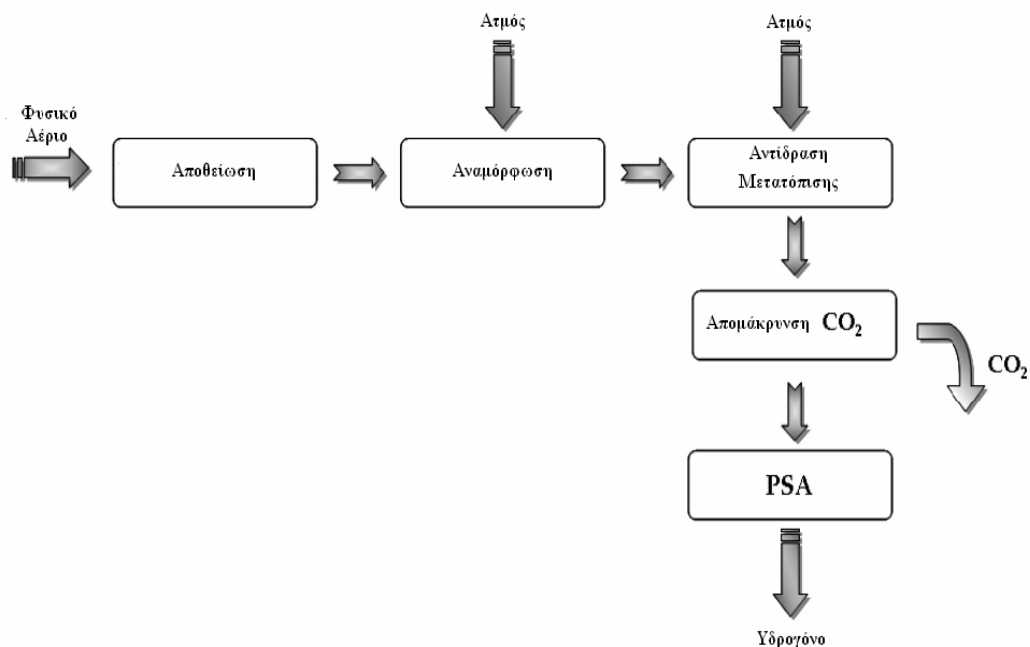
Παρόλο που υπάρχουν αρκετές ακόμα εναλλακτικές διαδικασίες για παραγωγή υδρογόνου, καμία από αυτές δεν είναι εμπορικά διαθέσιμη.

Αναμόρφωση με ατμό

Η αναμόρφωση του μεθανίου με ατμό είναι η πιο συνηθισμένη και η λιγότερο ακριβή μέθοδος για παραγωγή υδρογόνου σήμερα. Αποτελεί την κύρια τεχνολογία για παραγωγή μεγάλων ποσοτήτων υδρογόνου στα διυλιστήρια και στη χημική βιομηχανία. Μερικές βιομηχανίες αναπτύσσουν αναμορφωτές μεθανίου μικρής κλίμακας για παραγωγή υδρογόνου σε τοπικούς σταθμούς καυσίμων, κάτι το οποίο αποτελεί βραχυπρόθεσμα και τον πιο βιώσιμο τρόπο για παραγωγή υδρογόνου σε αποκεντρωμένες εφαρμογές (Hummel, 2001). Η αναμόρφωση μεθανίου με ατμό εμπεριέχει ουσιαστικά την ενδόθερμη αναβάθμιση του μεθανίου με τη χρήση ατμού. Το μεθάνιο είναι το κύριο συστατικό του φυσικού αερίου και η αναμόρφωση αυτού έχει σαν αποτέλεσμα την παραγωγή αέριου μίγματος υδρογόνου και μονοξειδίου του άνθρακα (CO) (1.1). Η απαραίτητη για τη διεργασία θερμότητα παρέχεται συχνά από την καύση μέρους του μεθανίου στην τροφοδοσία. Η διεργασία επίσης πραγματοποιείται συνήθως σε θερμοκρασίες από 700 μέχρι 850 °C και σε πιέσεις από 3 μέχρι 25 bar. Το προϊόν της αντίδρασης (αέριο σύνθεσης) περιέχει περίπου 12% CO, το οποίο μπορεί να μετατραπεί περαιτέρω σε διοξείδιο του άνθρακα (CO₂) και επιπλέον υδρογόνο με τη βοήθεια περίσσειας ατμού και της αντίδρασης μετατόπισης (1.2):



Η αναμόρφωση των περισσοτέρων υδρογονανθράκων και φυσικά του μεθανίου με ατμό λαμβάνουν χώρα με τη βοήθεια κατάλληλων καταλυτών. Οι καταλύτες για την αναμόρφωση είναι κυρίως μέταλλα, με το νικέλιο (Ni) να φαντάζει το καταλληλότερο και το αποδοτικότερο για αυτή την περίπτωση (Carette et al., 2001). Ανάλογα με την εκλεκτικότητα του καταλύτη και τον κορεσμό των χρησιμοποιημένων υδρογονανθράκων, η αποσύνθεση του υδρογονάνθρακα μπορεί να ευνοείται περαιτέρω με την αντίδραση με τον ατμό. Με σκοπό την αύξηση της καθαρότητας του παραγόμενου υδρογόνου το μίγμα αερίων περνάει τελικά από μονάδα εναλλαγής πίεσης (Pressure Swing Absorption, PSA) (Σχήμα I.1.1).



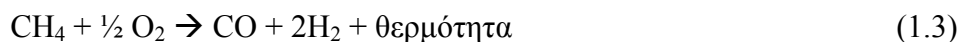
Σχήμα I.1.1: Σχηματική αναπαράσταση αναμόρφωσης φυσικού αερίου με ατμό

Υπό μία «διαδικασία ενισχυμένης αντίδρασης ρόφησης» υπάρχει περίπτωση η αντίδραση με τον ατμό και ο διαχωρισμός του υδρογόνου να πραγματοποιηθούν σε ένα μόνο στάδιο. Ο ατμός και το μεθάνιο εισάγονται στους 440 – 550 °C μέσα σε αντιδραστήρα ο οποίος περιέχει καταλύτη αναμόρφωσης και κάποιο απορροφητικό υλικό για την απομάκρυνση του CO₂ (Reijers et al., 2003 and Hufton et al., 2000). Το βασικό πλεονέκτημα της παραπάνω διαδικασίας είναι η παραγωγή υδρογόνου καθαρότητας 90%, κάτι που οδηγεί σε μείωση των επιπλέον βημάτων που απαιτούνται για τον περαιτέρω καθαρισμό του υδρογόνου. Εξοικονόμηση καυσίμου

μέχρι και 40% μπορεί να επιτευχθεί με την εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας (Moller et al., 2004). Σε ένα τέτοιο σύστημα χρησιμοποιούνται κάτοπτρα συγκέντρωσης ηλιακής ενέργειας σε συνδυασμό με έναν ηλιακό πύργο με σκοπό την παροχή θερμότητας υψηλής θερμοκρασίας.

Μερική Οξείδωση

Η μερική οξείδωση χρησιμοποιείται κυρίως στα διυλιστήρια για την μετατροπή καταλοίπων, σε H_2 , CO , CO_2 , και H_2O . Το μεθάνιο μπορεί επίσης να μετατραπεί σε υδρογόνο μέσω της μερικής οξείδωσή του με τη βοήθεια καταλύτη ή χωρίς (Damen et al., 2006). Ουσιαστικά η μερική οξείδωση είναι μια διαδικασία αναμόρφωσης κατά την οποία το καύσιμο καίγεται μερικώς αφού το οξυγόνο που τροφοδοτείται στο σύστημα είναι λιγότερο από αυτό που απαιτείται στοιχειομετρικά στην τέλεια καύση. Είναι μια εξώθερμη αντίδραση η οποία αποφέρει την απαιτούμενη θερμότητα για τις αντιδράσεις στο σύστημα της αναμόρφωσης προς απόδοση CO και H_2 (1.3). Εφόσον παράγεται θερμότητα σε αυτή την αντίδραση, είναι δυνατόν ο σχεδιασμός να οδηγήσει σε περισσότερο συμπαγείς αντιδραστήρες καθώς δεν απαιτείται η παροχή θερμότητας από το εξωτερικό περιβάλλον. Τέλος, το CO που παράγεται μπορεί επίσης να μετατραπεί σε υδρογόνο μέσω της αντίδρασης μετατόπισης (1.2) που περιγράφεται παραπάνω.



Επιπροσθέτως, υδρογόνο μπορεί να παραχθεί και μέσω αναμόρφωσης του πετρελαίου, της βενζίνης και της μεθανόλης. Η διαδικασία της μερικής οξείδωσης, εφόσον πραγματοποιηθεί όπως σχεδόν πραγματοποιείται στα διυλιστήρια, μπορεί να αποτελέσει μια επίσης εμπορική διεργασία. Από την άλλη πλευρά όμως απαιτείται η χρήση καθαρού οξυγόνου και όπως και η αεριοποίηση άνθρακα που περιγράφεται παρακάτω, είναι λιγότερο αποδοτική και έχει μεγαλύτερες εκπομπές CO από ότι η αναμόρφωση του μεθανίου με ατμό. Το τελευταίο έχει αυξήσει το ενδιαφέρον των πετρελαιοβιομηχανιών για τεχνολογίες απομάκρυνσης ενώσεων του άνθρακα (Dunn, 2002). Τέτοιες διαδικασίες λαμβάνουν χώρα στους $1300 - 1500$ °C και σε πιέσεις μεταξύ 30 και 100 bar. Η μερική οξείδωση ακολουθείται τότε από διεργασία αποθείωσης, την μετατόπιση του CO και τέλος την απομάκρυνση του CO_2 . Η μερική

οξειδωση βαρέων υδρογονανθράκων είναι βιώσιμη μόνο για συστήματα υδρογόνου μεγάλης κλίμακας.

Θερμικά Αυτόνομη Αναμόρφωση

Η θερμικά αυτόνομη μετατροπή του μεθανίου σε υδρογόνο λαμβάνει χώρα στους 850 °C, όπου η μερική οξειδωση συνδυάζεται με καταλυτική διαδικασία αναμόρφωσης με ατμό (Damen et al., 2006). Μέσω αυτής της μεθόδου μπορεί να επιτευχθεί η μετατροπή του 60 με 65% του μεθανίου προς παραγωγή υδρογόνου με εκλεκτικότητα της τάξεως του 80%. Σύμφωνα με το μηχανισμό διαδοχικής καύσης – αναμόρφωσης του μεθανίου, το CH₄ αρχικά καίγεται σε CO₂ και H₂O, ενώ παράλληλα μέσω αναμόρφωσης της περίσσειας του υδρογονάνθρακα παράγεται αέριο σύνθεσης. Ο δεύτερος μηχανισμός βασίζεται στην απευθείας μερική οξειδωση του CH₄, όπου CO₂ και H₂O παράγονται από τις παράλληλες αντιδράσεις καύσης ή από την περαιτέρω οξειδωση του CO και του H₂.

Καθεμιά από τις παραπάνω μεθόδους έχει συγκεκριμένα πλεονεκτήματα και θέτει συγκεκριμένες προκλήσεις τα οποία συγκεντρώνονται στον Πίνακα I.1.1:

Πίνακας I.1.1: Σύγκριση τεχνολογιών παραγωγής υδρογόνου μέσω φυσικού αερίου

Τεχνολογία	Αναμόρφωση με ατμό	Μερική Οξειδωση – Θερμικά Αυτόνομη Αναμόρφωση
Πλεονεκτήματα	Υψηλή απόδοση	Μικρότερο μέγεθος
	Εκπομπές	Κόστος μικρών μονάδων
	Κόστος μεγάλων μονάδων	Απλότητα συστημάτων
Προκλήσεις	Περιπλοκότητα μονάδων	Χαμηλή απόδοση
	Ευαισθησία στο μίγμα του φυσικού αερίου	Καθαρότητα παραγόμενου υδρογόνου
		Εκπομπές

Κατά τη μετάβαση σε μια ολοκληρωμένη οικονομία υδρογόνου, η αποκεντρωμένη παραγωγή υδρογόνου μέσω φυσικού αερίου θα μπορούσε να είναι η επιλογή χαμηλότερου κόστους. Κύρια πρόκληση αποτελεί η ανάπτυξη συσκευής παραγωγής υδρογόνου με αποδεδειγμένη ικανότητα λειτουργίας και δυνατότητα ένταξης σε μαζική παραγωγή. Θα πρέπει να είναι λειτουργικά αξιόπιστη και ασφαλής ενώ θα

πρέπει επίσης να αρκεί μια σχετικά απλή διαδικασία περιοδικής επιτήρησης. Η ένταξή της σε μαζική παραγωγή απαιτείται προκειμένου να καλυφθεί η ζήτηση κατά τη μετάβαση στην οικονομία του υδρογόνου και προκειμένου να μειωθεί το κόστος παραγωγής της. Αυτές οι μονάδες θα πρέπει να είναι σχεδιασμένες έτσι ώστε να αποδίδουν το μέγιστο δυνατό και να ενσωματώνουν όλα εκείνα τα πιθανά υποσυστήματα που απαιτούνται προκειμένου η καθαρότητα του παραγόμενου υδρογόνου να συμπίπτει με της προδιαγραφές των κυψελών καυσίμου. Θα πρέπει ακόμα να είναι σχεδιασμένες έτσι ώστε να ανταποκρίνονται στην κυμαινόμενη ζήτηση για υδρογόνο κατά τη διάρκεια ενός τυπικού εικοσιτετραώρου. Η αναμόρφωση με ατμό είναι διαθέσιμη τεχνολογία για τέτοιες εφαρμογές. Σε περίπτωση εκμετάλλευσης της τεχνολογίας μερικής οξειδωσης ή της θερμικά αυτόνομης αναμόρφωσης για την αποκεντρωμένη παραγωγή υδρογόνου, θα πρέπει να αναπτυχθούν νέες μέθοδοι ανάκτησης οξυγόνου από τον ατμοσφαιρικό αέρα ή μέθοδοι διαχωρισμού του υδρογόνου ως προϊόν από το άζωτο.

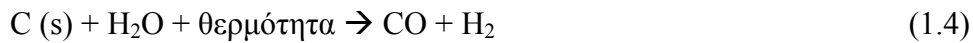
1.1.2.1.2 Παραγωγή υδρογόνου μέσω άνθρακα

Αεριοποίηση άνθρακα

Ο άνθρακας μπορεί επίσης να υποστεί αναμόρφωση προς παραγωγή υδρογόνου μέσω ποικίλων διεργασιών αεριοποίησης (Shoko et al., 2006). Η αεριοποίηση είναι εμπορικά διαθέσιμη τεχνολογία αλλά οικονομικά συμφέρουσα έναντι της αναμόρφωσης του μεθανίου μόνο σε περιπτώσεις όπου το φυσικό αέριο είναι ακριβό. Τα εναπομείναντα παγκόσμια αποθέματα άνθρακα οδήγησαν στο συμπέρασμα πως ο άνθρακας μπορεί να αποτελέσει κύρια τροφοδοσία για παραγωγή υδρογόνου κυρίως σε χώρες όπως η Κίνα και οι Ινδίες προκειμένου να μεταβούν συντομότερα σε οικονομία του υδρογόνου. Σε αυτές τις περιπτώσεις θα πρέπει να απομονώνεται η ποσότητα άνθρακα που απορρίπτεται. Το τελευταίο μπορεί να παίζει συμπληρωματικό ρόλο στην απεξάρτηση του ενεργειακού τομέα από τον άνθρακα και στη βελτίωση της απόδοσης στην αλυσίδα ενεργειακής προσφοράς και ζήτησης (YamAshita et al., 2003).

Η αεριοποίηση άνθρακα είναι διεργασία κατά την οποία στερεός άνθρακας μετατρέπεται σε αέριο σύνθεσης το οποίο με τη σειρά του αποτελείται κυρίως από

H₂, CO, CO₂, και CH₄. Μία τυπική αντίδραση που περιγράφει την αεριοποίηση άνθρακα δίνεται παρακάτω:



Ο άνθρακας μπορεί να αεριοποιηθεί με πολλούς τρόπους ελέγχοντας το μίγμα άνθρακα, οξυγόνου και ατμού μέσα στο αεριογόνο (Shoko et al., 2006). Όπως και στην αναμόρφωση του μεθανίου, έτσι και εδώ η αντίδραση είναι ενδόθερμη και επομένως απαιτείται εξωτερική παροχή θερμότητας. Το παραγόμενο CO μετατρέπεται σταδιακά σε CO₂ και H₂ σύμφωνα με την αντίδραση μετατόπισης που αναφέρθηκε και στην αναμόρφωση του μεθανίου με ατμό (1.1, 1.2). Μαζί με το υδρογόνο, παράγεται και σχετικά καθαρό CO₂ έτοιμο για απομόνωση και αποθήκευση υπό πίεση. Η παραγωγή υδρογόνου από άνθρακα είναι εμπορικά ώριμη τεχνολογία, αλλά πολύ πιο πολύπλοκη συγκριτικά με την αναμόρφωση του μεθανίου με ατμό. Στις περισσότερες των εφαρμογών απαιτείται περαιτέρω καθαρισμός του τελικού προϊόντος. Το κόστος του παραγόμενου υδρογόνου είναι επίσης υψηλό λόγω του υψηλού κόστους του αεριογόνου και της απαίτησης της διεργασίας για καθαρό οξυγόνο.

Πυρόλυση

Οι υδρογονάνθρακες μπορούν να μετατραπούν σε υδρογόνο χωρίς την παραγωγή CO₂, αν και εφόσον αποσυντεθούν σε επαρκώς υψηλή θερμοκρασία η οποία μπορεί να προέρχεται από καυστήρα πλάσματος απουσία οξυγόνου (Kandiyoti et al., 2006). Το μεθάνιο μπορεί να αποσυντεθεί παρουσία καταλύτη προς παραγωγή υδρογόνου και αιθάλης (1.5):



Η αιθάλη μπορεί είτε να απομονωθεί είτε να χρησιμοποιηθεί σε κατάλληλες βιομηχανίες όπως για παράδειγμα στη μεταλλουργία ή στην κατασκευή ελαστικών επιβατικών οχημάτων. Η τελευταία διεργασία έχει αναπτυχθεί εμπορικά με επιτυχία από τη νορβηγική εταιρεία Kvaerner Engineering S.A (1980).

1.1.2.1.3 Δέσμευση και αποθήκευση CO₂

Το διοξείδιο του άνθρακα είναι το κύριο παραπροϊόν στις τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου που βασίζονται σε ορυκτά καύσιμα. Η ποσότητα του CO₂ ποικίλει και εξαρτάται κυρίως από το λόγο υδρογόνου-άνθρακα του καυσίμου τροφοδοσίας της κάθε διεργασίας. Για να θεωρηθεί μια διεργασία παραγωγής υδρογόνου μηδενικών ρύπων, θα πρέπει το CO₂ να δεσμεύεται και να αποθηκεύεται (Damen et al., 2007). Η δέσμευση άνθρακα από διεργασίες παραγωγής υδρογόνου προϋποθέτει την απομάκρυνση ενώσεων που περιέχουν άνθρακα από τα αέρια μίγματα τα οποία προκύπτουν είτε από αεριογόνο άνθρακα είτε από αναμορφωτή μεθανίου με ατμό. Στη συνέχεια οι απομακρυνόμενες αυτές ενώσεις θα πρέπει να αποθηκεύονται υπογείως σε εξαντλημένα κοιτάσματα πετρελαίου ή αερίου, σε βαθιά ανθρακωρυχεία ή ακόμα και στα βάθη των ωκεανών. Πολλές βιομηχανίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας επιδιώκουν τη δέσμευση άνθρακα, αλλά παρόλα αυτά οι τεχνολογίες που προτείνονται δεν έχουν γίνει ακόμα εμπορικά διαθέσιμες (Dunn, 2002).

Υπάρχουν τρεις τρόποι δέσμευσης του CO₂ που προκύπτει από την καύση:

- Μετά την καύση. Το CO₂ μπορεί να απομακρυνθεί από τα καυσαέρια της καύσης με χρήση αμινών. Το τελικό αέριο μίγμα σε αυτή την περίπτωση περιέχει μεγάλες ποσότητες αζώτου και οξειδίων του αζώτου, CO₂ και CO.
- Πριν την καύση. Το CO₂ δεσμεύεται κατά την παραγωγή του υδρογόνου μέσω οποιονδήποτε διεργασιών που αναφέρθηκαν παραπάνω.
- Καύση με χρήση καθαρού οξυγόνου. Σε αυτή την περίπτωση το καύσιμο μετατρέπεται σε θερμότητα μέσω καύσης με χρήση καθαρού οξυγόνου ως οξειδωτικό. Τα καυσαέρια που παράγονται αποτελούνται κυρίως από CO₂ και υδρατμούς και έτσι το CO₂ μπορεί εύκολα να διαχωριστεί απλά συμπυκνώνοντας της υδρατμούς.

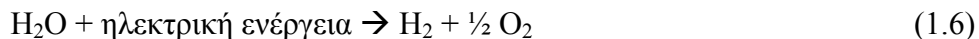
1.1.2.2 Παραγωγή υδρογόνου από τη διάσπαση του νερού

Το υδρογόνο μπορεί να προέρθει και από τη διάσπαση του νερού. Αυτό μπορεί να συμβεί μέσω ποικίλων διεργασιών όπως για παράδειγμα η ηλεκτρόλυση του νερού, η

φωτο-ηλεκτρόλυση του νερού ή ακόμα και από φωτο-βιολογική παραγωγή με εφαρμογή υψηλών θερμοκρασιών για τη διάσπαση του νερού.

1.1.2.2.1 Ηλεκτρόλυση του νερού

Μία πολλά υποσχόμενη και ιστορική διεργασία προς παραγωγή υδρογόνου είναι η ηλεκτρόλυση του νερού. Η ηλεκτρόλυση του νερού είναι ηλεκτροχημική διεργασία κατά την οποία το νερό διασπάται στα συστατικά του (οξυγόνο και υδρογόνο) με τη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας, όπως φαίνεται και στην εξίσωση 1.6. Προς το παρόν μόλις το 4% του παγκοσμίως παραγόμενου υδρογόνου προέρχεται από την ηλεκτρόλυση του νερού (Berry, 2004). Η συγκεκριμένη διεργασία είναι οικονομικά συμφέρουσα για την παραγωγή μικρών ποσοτήτων καθαρού υδρογόνου, αλλά από την άλλη πλευρά παραμένει ακριβή για εφαρμογές μεγαλύτερης κλίμακας κυρίως λόγω του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας. Το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας είναι τρεις με πέντε φορές μεγαλύτερο συγκριτικά με το κόστος των ορυκτών καυσίμων που χρησιμοποιούνται ως τροφοδοσία στις διεργασίες που αναφέρθηκαν παραπάνω για παραγωγή υδρογόνου.



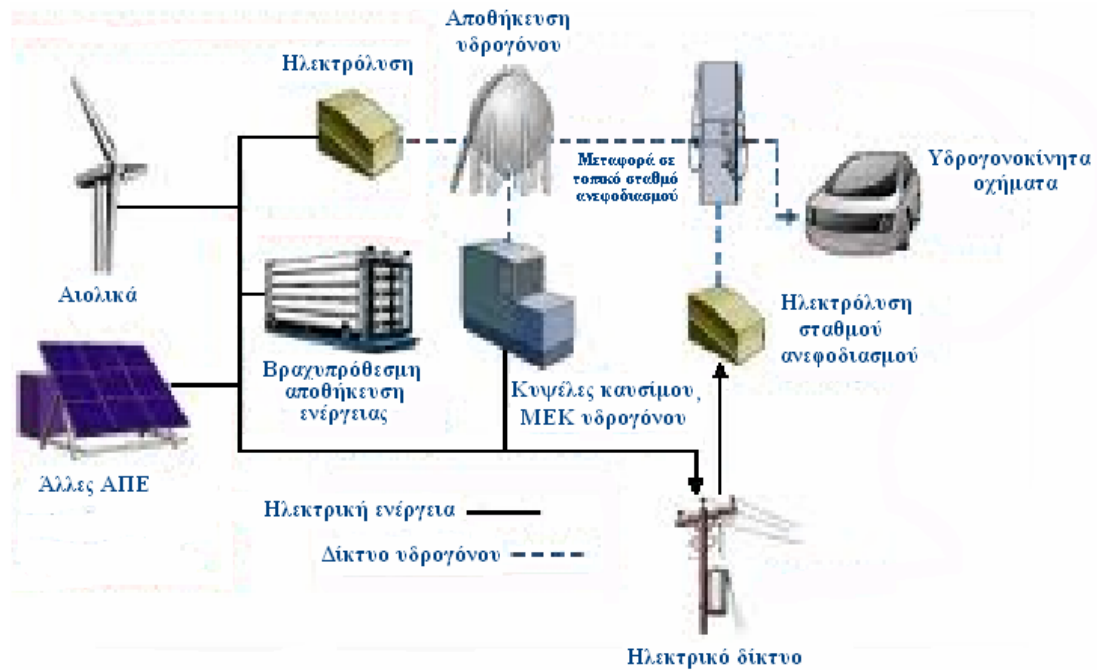
Η συνολικά απαιτούμενη ενέργεια για την ηλεκτρόλυση του νερού αυξάνεται όσο αυξάνεται και η απαιτούμενη θερμοκρασία για την κάθε διεργασία. Από την άλλη πλευρά, όσο μικρότερη θερμοκρασία απαιτείται για την κάθε διεργασία τόσο μικρότερη είναι η απαίτηση για ηλεκτρική ενέργεια.

Η ηλεκτρόλυση του νερού μπορεί να είναι η πιο ακριβή μέθοδος παραγωγής υδρογόνου σήμερα (λόγω της απαιτούμενης ηλεκτρικής ενέργειας), αλλά το κόστος μπορεί να μειωθεί όσο βελτιώνεται η συνολική απόδοση της διεργασίας και όσο η απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές (Zoulias et al., 2006). Το κόστος της ηλεκτρόλυσης που βασίζεται στην ηλιακή και την αιολική ενέργεια παραμένει υψηλό, αλλά αναμένεται να μειωθεί περίπου 50% μέσα στην επόμενη δεκαετία. Το γεγονός που καθιστά το ηλεκτρολυτικά παραγόμενο υδρογόνο ανταγωνιστικό είναι ότι η παραγωγή γίνεται στα σημεία όπου υπάρχει ζήτηση, αποφεύγοντας έτσι το κόστος μεταφοράς, διανομής και αποθήκευσης. Τα οικονομικά

μπορούν μελλοντικά να βελτιωθούν περαιτέρω με μαζική παραγωγή (οικονομία κλίμακας) μικρών μονάδων ηλεκτρόλυσης, οι οποίες θα μπορούν να είναι επεκτάσιμες σε μικρής και μεγάλης κλίμακας εγκαταστάσεις, θα τροφοδοτούνται με φθηνότερη ηλεκτρική ισχύ και θα έχουν αποδόσεις που θα κυμαίνονται μεταξύ 70 και 85%.

Η ηλεκτρόλυση του νερού που προέρχεται από ΑΠΕ έχει σαν αποτέλεσμα τον κύκλο του υδρογόνου που περιγράφεται στην Εικόνα I.1.2. Το υδρογόνο από ηλιακή και αιολική ενέργεια μπορεί να καλύψει τις μελλοντικές απαιτήσεις ενέργειας, παρόλο που το κόστος διανομής της ενέργειας μπορεί σε αυτή την περίπτωση να είναι υψηλότερο συγκριτικά με την περίπτωση παραγωγής υδρογόνου μέσω αναμόρφωσης του μεθανίου με ατμό.

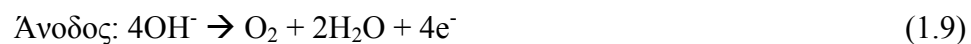
Με τον καιρό, το υδρογόνο μπορεί να αποτελέσει ιδανικό μέσο αποθήκευσης όλων των ΑΠΕ. Μπορεί επίσης να προωθήσει την ενσωμάτωση άλλων μορφών ΑΠΕ, διαλείποντος χαρακτήρα, στο υπάρχον ενεργειακό σύστημα (Zoulias et al., 2006). Μία συστοιχία φωτοβολταϊκών (ή μία ανεμογεννήτρια) θα μπορεί να συνδυαστεί με μία αντιστρεπτή κυψέλη καυσίμου (χρησιμοποιείται και ως μονάδα ηλεκτρόλυσης), έτσι ώστε μέρος της ηλεκτρικής ενέργειας να καταναλώνεται προς παραγωγή H_2 κατά τη διάρκεια της μέρας (ή κατά τη διάρκεια υψηλής ταχύτητας ανέμου) και το υδρογόνο με τη σειρά του να καταναλώνεται προς παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια της νύχτας (ή κατά τη διάρκεια χαμηλής ταχύτητας ανέμου). Παρά την αδιαμφισβήτητη έλλειψη επαρκούς εμπειρίας πάνω σε ένα τέτοιο σύστημα, είναι σαφές ότι θα παράσχει μια αδιάκοπη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας.



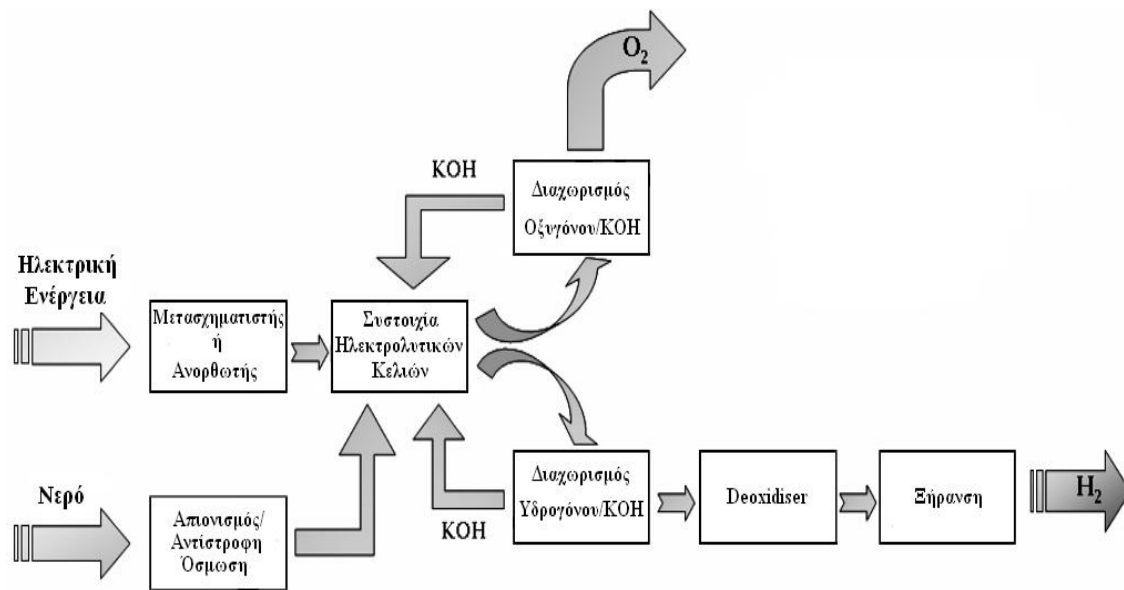
Εικόνα I.1.2: Ηλεκτρόλυση του νερού από ΑΠΕ

Αλκαλική ηλεκτρόλυση

Στην αλκαλική ηλεκτρόλυση χρησιμοποιείται υδατικό διάλυμα ΚΟΗ ως ηλεκτρολύτης (Floch et al., 2007). Η αλκαλική ηλεκτρόλυση είναι ιδανική για σταθερές εφαρμογές με πιέσεις λειτουργίας μέχρι 25 bar. Οι μονάδες αλκαλικής ηλεκτρόλυσης είναι εμπορικά διαθέσιμες εδώ και πολλά χρόνια. Σε ένα κελί αλκαλικής ηλεκτρόλυσης λαμβάνουν χώρα οι εξής ηλεκτροχημικές αντιδράσεις:



Οι εμπορικά διαθέσιμες μονάδες ηλεκτρόλυσης αποτελούνται από έναν συγκεκριμένο αριθμό κελιών τα οποία συνθέτουν τη λεγόμενη συστοιχία κελιών. Στο Σχήμα I.1.2 αποτυπώνονται τα κύρια υποσυστήματα μιας τυπικής μονάδας αλκαλικής ηλεκτρόλυσης. Πρόκληση για το μέλλον αποτελεί ο σχεδιασμός και η κατασκευή μονάδων αλκαλικής ηλεκτρόλυσης σε χαμηλότερο κόστος και με υψηλότερη απόδοση (Floch et al., 2007).



Σχήμα I.1.2: Διάγραμμα διεργασιών αλκαλικής ηλεκτρόλυσης της παραγωγή H₂

Ηλεκτρόλυση μεμβράνης εναλλαγής πρωτονίων (PEM)

Η αρχή της ηλεκτρόλυσης που βασίζεται σε κελιά μεμβράνης εναλλαγής πρωτονίων περιγράφεται στις εξισώσεις που ακολουθούν (1.11, 1.12). Ο ηλεκτρολύτης σε αυτή την περίπτωση είναι μια οργανική μεμβράνη πολυμερούς μέσω της οποίας μεταφέρονται τα πρωτόνια που προέρχονται από την άνοδο στην κάθοδο. Οι μονάδες ηλεκτρόλυσης τύπου PEM μπορούν να σχεδιαστούν για λειτουργία υπό πιέσεις ακόμα και μερικών εκατοντάδων bar ενώ είναι κατάλληλες για σταθερές αλλά και κινητές εφαρμογές (Grigoriev et al., 2006). Τα κύρια πλεονεκτήματα των μονάδων ηλεκτρόλυσης τύπου PEM έναντι των μονάδων αλκαλικής ηλεκτρόλυσης είναι η μεγαλύτερη ασφάλεια λόγω απουσίας καυστικού διαλύματος ΚΟΗ ως ηλεκτρολύτη, ο πιο συμπαγής σχεδιασμός λόγω υψηλότερων πυκνοτήτων ρεύματος και ισχύος και η δυνατότητα λειτουργίας σε υψηλότερες πιέσεις, κάτι που έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του συνολικού κόστους εγκατάστασης αφού δεν απαιτείται επιπλέον μονάδα συμπίεσης του παραγόμενου υδρογόνου.



Οι προς το παρόν εμπορικά διαθέσιμες μονάδες ηλεκτρόλυσης τύπου PEM δεν είναι τόσο ώριμες όσο οι αντίστοιχες μονάδες αλκαλικής ηλεκτρόλυσης λόγω συγκριτικά μεγαλύτερου κόστους, μικρότερης απόδοσης και μικρότερου χρόνου ζωής. Παρόλα αυτά αναμένεται βελτίωση της λειτουργικής συμπεριφοράς των μονάδων ηλεκτρόλυσης τύπου PEM, μέσα από επιπλέον έρευνα στην ανάπτυξη νέων υλικών και στο σχεδιασμό της συστοιχίας των κελιών (Gregoriev et al., 2006).

Ηλεκτρόλυση υψηλής θερμοκρασίας

Η ηλεκτρόλυση ατμού υψηλής θερμοκρασίας βασίζεται σε αντιστρεπτές κυψέλες καυσίμου υψηλής θερμοκρασίας, οι οποίες παίζουν εκτός από αυτό καθεαυτό το ρόλο των κυψελών καυσίμου και τον αντίστροφο ρόλο της ηλεκτρόλυσης (Herring et al., 2007). Η ηλεκτρική ενέργεια που απαιτείται για τη διάσπαση νερού στους 1.000 °C, είναι σχετικά πολύ χαμηλότερη από την ηλεκτρική ενέργεια που χρειάζεται για τη διάσπαση του νερού στους 100 °C. Το τελευταίο σημαίνει πως οι μονάδες ηλεκτρόλυσης υψηλής θερμοκρασίας λειτουργούν σε συνολικά μεγαλύτερες αποδόσεις (χρησιμοποιώντας απορριπτόμενη θερμότητα από κάποια άλλη διεργασία) συγκριτικά με συνηθισμένες μονάδες χαμηλής θερμοκρασίας. Μία τυπική και αντιπροσωπευτική τεχνολογία της παραπάνω μεθόδου είναι η ηλεκτρόλυση κελιού στερεού οξειδίου.

1.1.2.2.2 Άλλες μέθοδοι διάσπασης του νερού

Εκτός από την ηλεκτρόλυση υπάρχουν κι άλλες μέθοδοι διάσπασης του νερού προς παραγωγή υδρογόνου. Οι μέθοδοι που παρουσιάζονται στην παρούσα ενότητα χρειάζονται περαιτέρω έρευνα και ανάπτυξη προκειμένου να ενσωματωθούν σε σχετικά μικρά ή και μεγαλύτερα συστήματα υδρογόνου

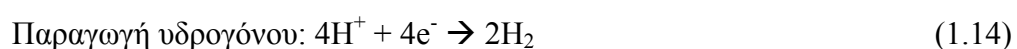
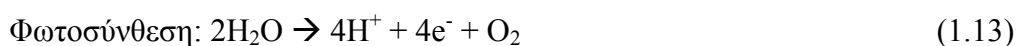
Φωτο-ηλεκτρόλυση (Φωτόλυση)

Υβριδικά συστήματα που συνδυάζουν συστοιχίες φωτοβολταϊκών με μονάδες ηλεκτρόλυσης είναι σήμερα εμπορικά διαθέσιμα. Τέτοια συστήματα είναι ευέλικτα καθώς μπορούν να αποδώσουν ανάλογα με την περίσταση είτε απευθείας ηλεκτρική

ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά κελιά, είτε υδρογόνο μέσω των μονάδων ηλεκτρόλυσης (Nowotny et al., 2005). Στη φωτο-ηλεκτρόλυση οι δύο αυτές διεργασίες συνδυάζονται σε απλή διάταξη συνιστώντας έτσι μια πρωτοπόρο εναλλακτική μορφή του συστήματος φωτοβολταϊκών-ηλεκτρόλυσης. Η φωτο-ηλεκτρόλυση του νερού είναι διεργασία κατά την οποία το φως του ηλίου χρησιμοποιείται προς τροφοδοσία ενέργειας μιας συσκευής υγρών ημιαγωγών, η οποία με τη σειρά της μετατρέπει το ηλιακό φως σε χημική ενέργεια προς διάσπαση του νερού σε οξυγόνο και υδρογόνο. Αυτά τα συστήματα παρουσιάζουν χαμηλότερο κόστος σε σχέση με τα υπάρχοντα τα οποία ενσωματώνουν τεχνολογία δύο σταδίων, ενώ είναι και αρκετά σημαντικά από καινοτομικής άποψης. Η απευθείας παραγωγή υδρογόνου από τη διάσπαση του νερού μέσω του ηλιακού φωτός απαιτεί ειδικές μονάδες συλλογής φωτός, παρόμοιες με τα φωτοβολταϊκά κελιά, σε συνδυασμό όμως με κατάλληλους καταλύτες για τη διάσπαση του νερού. Σήμερα διεξάγονται παγκοσμίως προγράμματα έρευνας και ανάπτυξης σχετικά με την επιστήμη νέων υλικών επικάλυψης αλλά και ολοκληρωμένων συστημάτων που ενσωματώνουν φωτο-ηλεκτροχημικά κελιά (Varner et al., 2002 and Turner, 2003). Ο στόχος που έχει τεθεί προκειμένου τέτοια συστήματα να εισαχθούν στην αγορά είναι η 10% μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε υδρογόνο, από ένα σύστημα με διάρκεια ζωής τουλάχιστον 10 χρόνων και με κόστος παραγόμενου υδρογόνου τα 2 €/kg (Turner, 2003).

Φωτο-βιολογική παραγωγή υδρογόνου

Η φωτο-βιολογική παραγωγή υδρογόνου βασίζεται σε δύο βήματα: στη φωτοσύνθεση (1.13) και στην παραγωγή υδρογόνου με τη βοήθεια καταλυτικών ενζύμων τα οποία λέγονται υδρογονάσες (1.14). Υδρογονάσες περιέχονται σε ορισμένα πράσινα φύκια και κυανοβακτήρια (Melis, 2002).



Υπό αναερόβιες συνθήκες τα πράσινα φύκια αποδίδουν τα ένζυμα που λέγονται υδρογονάσες, τα οποία με τη σειρά τους παράγουν υδρογόνο από το νερό μέσω βιο-

φωτόλυσης. Οι συνθήκες τέτοιων διεργασιών θα πρέπει να ρυθμίζονται και να ελέγχονται αυστηρά καθώς τα ένζυμα λειτουργούν απουσία φωτός, ενώ είναι πολύ ευαίσθητα στην παρουσία οξυγόνου το οποίο παράγεται από τη φωτοσύνθεση. Πάνω σε αυτή τη μέθοδο παραγωγής υδρογόνου χρειάζεται ακόμα αρκετή βασική και εφαρμοσμένη έρευνα. Αν τα αποτελέσματα είναι επιτυχή, τότε το πρόβλημα της παραγωγής υδρογόνου θα έχει λυθεί μακροπρόθεσμα (Levin et al., 2004).

Θερμο-χημική διάσπαση του νερού

Η διάσπαση του νερού υπό υψηλή θερμοκρασία λαμβάνει χώρα περίπου στους 3000 °C. Σε αυτή τη θερμοκρασία το 10% του νερού διασπάται και το υπόλοιπο 90% ανακυκλώνεται. Υπάρχουν διεργασίες που έχουν προταθεί και οι οποίες απαιτούν χαμηλότερες θερμοκρασίες για την διάσπαση του νερού (MArban et al., 2007). Τέτοιες είναι:

- Διάφοροι θερμο-χημικοί κύκλοι
- Υβριδικά συστήματα τα οποία ενσωματώνουν θερμική και ηλεκτρολυτική διάσπαση του νερού
- Απευθείας καταλυτική διάσπαση του νερού («θερμο-φυσικοί κύκλοι»)
- Χημική διάσπαση του νερού με χρήση πλάσματος σε κύκλο CO₂ διπλού σταδίου

Σε αυτές τις διεργασίες μπορούν να επιτευχθούν αποδόσεις πάνω από 50% και έτσι πιθανώς να υπάρχει και σημαντική μείωση κόστους παραγωγής του υδρογόνου. Κύρια τεχνικά προβλήματα σε αυτές τις διεργασίες αποτελούν η ανάπτυξη υλικών με αντοχή στη διάβρωση υπό υψηλές θερμοκρασίες, η ανάπτυξη μεμβρανών και διεργασιών διαχωρισμού σε υψηλές θερμοκρασίες, οι εναλλάκτες θερμότητας και τα μέσα αποθήκευσης της θερμότητας. Σε τόσο υψηλές θερμοκρασίες είναι επίσης σημαντικά τα θέματα της ασφάλειας και γενικότερα του συνολικού σχεδιασμού.

Η θερμο-χημική διάσπαση του νερού είναι ουσιαστικά η μετατροπή του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο μέσω μιας σειράς θερμικά υποκινούμενων χημικών αντιδράσεων. Διάφοροι θερμο-χημικοί κύκλοι διάσπασης του νερού είναι γνωστοί τα τελευταία 35 χρόνια. Γενικά η θερμική διάσπαση του νερού λαμβάνει χώρα σε

υψηλές θερμοκρασίες οι οποίες ξεπερνούν τους 2500 °C. Υπάρχουν όμως θερμοχημικές διεργασίες, όπως ο κύκλος του ιωδίου/θείου (Vitart et al., 2006) ή του ασβεστίου/βρωμίου, όπου η θερμοκρασία μπορεί να μειωθεί κάτω από τους 1000 °C. Σε αυτό το σημείο αναφέρεται πως οι θερμοχημικοί κύκλοι περιορίζονται με βάση τα όρια του Carnot και έτσι για άνω όριο θερμοκρασίας της τάξεως των 1000 K και για κάτω όριο θερμοκρασίας της τάξεως των 300 K, η μέγιστη θεωρητικά απόδοση που μπορεί να επιτευχθεί είναι 88%. Στις μέρες μας πρέπει να αναπτυχθούν ακόμα κύκλοι με αποδεδειγμένα χαμηλό κόστος και υψηλή απόδοση, παρόλο που θεωρητικά δεν υπάρχουν προβλήματα τεχνικής φύσεως ή προβλήματα σχετικά με την απόδοση. Τέτοιες διεργασίες απαιτούν υλικά που να αντέχουν τη διάβρωση και μεγάλα ποσά θερμότητας χαμηλού κόστους τα οποία προέρχονται είτε από πυρηνική είτε από ηλιακή ενέργεια.

1.1.3 Τεχνολογίες αποθήκευσης υδρογόνου

Η μετάβαση παγκοσμίως στον ενεργειακό τομέα από τα ορυκτά καύσιμα σε υδρογόνο απαιτεί λύση σε σημαντικά προβλήματα που πηγάζουν από τις τεχνολογίες υδρογόνου. Σε αντίθεση με άλλα συμβατικά καύσιμα, για το υδρογόνο δεν υπάρχει εγκατεστημένο δίκτυο. Παρόλο που χρησιμοποιούνται τεχνολογίες παραγωγής, αποθήκευσης και διανομής υδρογόνου στην πετροχημική και χημική βιομηχανία, οι τεχνολογίες αυτές είναι πολύ ακριβές για να χρησιμοποιηθούν σε ενεργειακές εφαρμογές. Η εμπορικά βιώσιμη λύση για την αποθήκευση του υδρογόνου θεωρείται η πιο κρίσιμη παράμετρος για την ευρεία διάδοση του υδρογόνου ως αποδοτικού φορέα ενέργειας (Crabtree et al., 2004; Harris et al., 2004; Edwards et al., 2007). Το υδρογόνο διαθέτει το υψηλότερο ενεργειακό περιεχόμενο βάσει μάζας συγκριτικά με οποιοδήποτε άλλο στοιχείο. Δυστυχώς διαθέτει και το χαμηλότερο ενεργειακό περιεχόμενο βάσει όγκου καθώς είναι το ελαφρύτερο στοιχείο του περιοδικού πίνακα (Edwards et al., 2007).

Σε μια οικονομία υδρογόνου απαιτείται να επικρατήσουν δύο πλαίσια για τα συστήματα αποθήκευσης υδρογόνου. Ένα για σταθερές και άλλο για κινητές εφαρμογές. Κάθε πλαίσιο έχει τους δικούς του περιορισμούς και απαιτήσεις. Είναι ενδεικτικό ότι για κινητές εφαρμογές υπάρχουν περισσότερες απαιτήσεις καθώς πρέπει να αντιμετωπιστούν και τα παρακάτω:

- Χαμηλές πιέσεις λειτουργίας για λόγους ασφαλείας
- Θερμοκρασιακό εύρος λειτουργίας από – 50 μέχρι 150 °C
- Κινητική αντιδράσεων φόρτισης και εκφόρτισης υδρογόνου
- Αντιστρεπτότητα πολλών κύκλων κατά τη διάρκεια φόρτισης και εκφόρτισης υδρογόνου
- Λογικό κόστος ενός συστήματος αποθήκευσης
- Περιορισμοί χώρου και βάρους ιδιαίτερα στην αυτοκινητοβιομηχανία

Αυτές οι απαιτήσεις και οι περιορισμοί θέτουν σημαντικές επιστημονικές και τεχνολογικές προκλήσεις προς την ανάπτυξη βιώσιμων συστημάτων αποθήκευσης υδρογόνου για τις κινητές εφαρμογές. Δυστυχώς δεν υπάρχουν σήμερα συστήματα αποθήκευσης υδρογόνου που να πληρούν όλα τα παραπάνω κριτήρια. Από την άλλη πλευρά, στις σταθερές εφαρμογές δεν υπάρχουν περιορισμοί χώρου και βάρους ενώ μπορεί να υπάρξει και λειτουργία υπό υψηλές πιέσεις και θερμοκρασίες.

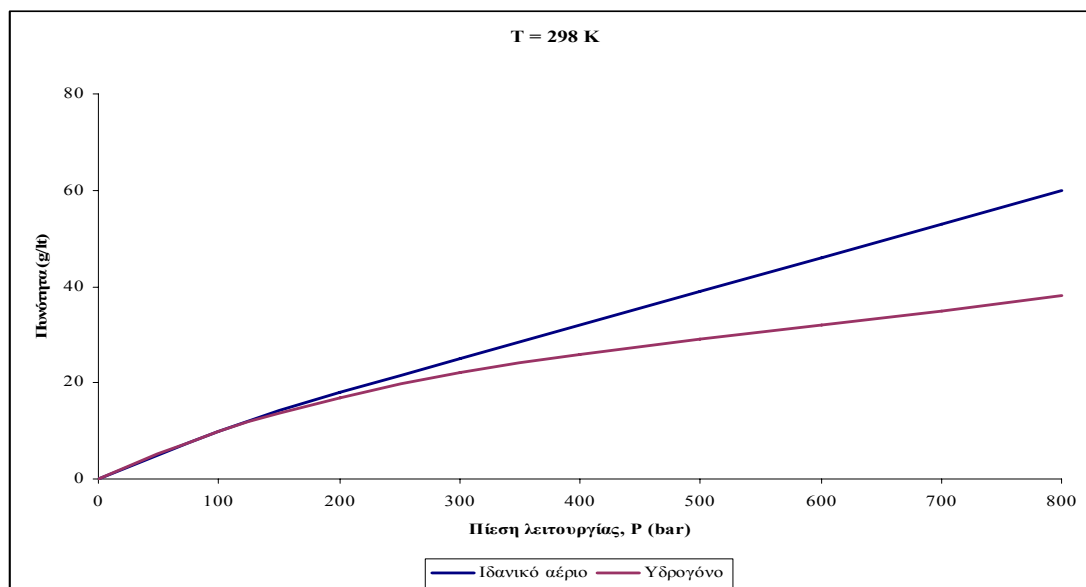
Προς το παρόν τα εμπορικά συστήματα για την αποθήκευση του υδρογόνου σε κινητές εφαρμογές προσανατολίζονται γύρω από δοχεία και δεξαμενές υψηλής πίεσης (250 – 700 bar) ή υγροποιημένου υδρογόνου σε πολύ χαμηλές θερμοκρασίες (- 253,15 με – 243,15 °C). Η υπόγεια αποθήκευση του υδρογόνου σε προηγούμενες φυσικές δεξαμενές πετρελαίου ή φυσικού αερίου είναι μια πιθανή λύση αλλά μόνο για σταθερές εφαρμογές. Η χρήση προηγμένων υλικών για την απορρόφηση του υδρογόνου θα μπορούσε να αποτελέσει μια λύση, αλλά η απαίτηση για εξαιρετικά μεγάλες ποσότητες για τέτοιες εφαρμογές σε συνδυασμό με το υψηλό κόστος τους, έχουν περιορίσει την ανάπτυξη τους μόνο σε επιδεικτικά πλαίσια. Στον Πίνακα I.1.2 παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά αποθήκευσης υδρογόνου για αρκετές από τις τεχνολογίες αποθήκευσης:

Πίνακας I.1.2: Τύποι και ιδιότητες μέσων αποθήκευσης υδρογόνου

Μέσο αποθήκευσης υδρογόνου	Όγκος (g/l)	Μάζα (%)	Πίεση (Μρα)	Θερμοκρασία (K)
Συμπιεσμένο αέριο	< 33	13	80	298
Υγροποιημένο υδρογόνο	71	100	0,1	21
Μεταλλοϋδρίδια	< 150	2	0,1	298
Φυσικά απορροφητικά	20	4	7	65
Σύμπλοκα υδρίδια	150	18	0,1	298
Αλκάλεια + νερό	> 100	14	0,1	298

1.1.3.1 Συμπιεσμένο αέριο

Η αποθήκευση συμπιεσμένου υδρογόνου είναι μια εμπορικά διαθέσιμη τεχνολογία (Haland, 2000). Καθώς το υδρογόνο έχει ιδιαίτερα χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα, πρέπει να αναπτυχθούν υψηλές πιέσεις έτσι ώστε να μπορούν να αποθηκευτούν ικανές ποσότητες ιδιαίτερα για τις κινητές εφαρμογές. Επιπλέον, το υδρογόνο δεν μπορεί να θεωρείται ιδανικό αέριο για πιέσεις μεγαλύτερες των 150 bar (Felderhof et al., 2007) όπως φαίνεται και στο Διάγραμμα I.1.2:



Διάγραμμα I.1.2: Πυκνότητα υδρογόνου συναρτήσει της πίεσης σε θερμοκρασία $T = 298 \text{ K}$

Υψηλότερη πίεση αποθήκευσης έχει ως αποτέλεσμα υψηλότερο κόστος κεφαλαίου και λειτουργίας. Τα βιομηχανικά πρότυπα για την πίεση αποθήκευσης του υδρογόνου ανέρχονται στα 350 bar με απώτερο στόχο το όριο αυτό να φτάσει στα 700 bar. Με δεξαμενές ή δοχεία υψηλής πίεσης κατασκευασμένα εκτός των άλλων και από ανθρακονήματα, υπάρχει δυνατότητα η αποθηκευτική ικανότητα να φτάσει το 6 wt% (βάση βάρους) ή τα 30 kg/m³ (βάση όγκου). Για την επίτευξη των παραπάνω στόχων απαιτείται η χρήση υλικών ή στοιχείων υψηλού κόστους προκειμένου να ικανοποιηθούν όρια που έχουν να κάνουν με τη διαρροή του υδρογόνου, τη μηχανική αντοχή και την κρουστική αντοχή. Ο συνδυασμός πολλών υλικών και στοιχείων μαζί αυξάνει σημαντικά το κόστος. Η αποθήκευση υδρογόνου υπό πίεση φαίνεται να επικρατεί ως λύση στα οχήματα λόγω της σχετικής απλότητας του αερίου υδρογόνου ως καύσιμο οχημάτων και του μικρού χρόνου ανεφοδιασμού που απαιτείται.

Παρόλα αυτά τα πλεονεκτήματα, πρέπει να ξεπεραστούν και κάποια εμπόδια προκειμένου η αποθήκευση υδρογόνου υπό πίεση πάνω στα οχήματα να καταστεί βιώσιμη μακροπρόθεσμα. Το ενεργειακό περιεχόμενο βάσει όγκου του υδρογόνου είναι πολύ χαμηλότερο σχετικά με αυτό συμβατικών καυσίμων. Παρόλο που οι αποδόσεις των οχημάτων κυψελών καυσίμου εμφανίζονται αρκετά υψηλότερες σε σχέση με τα οχήματα μηχανών εσωτερικής καύσης, απαιτούνται πολύ μεγάλες ποσότητες υδρογόνου προκειμένου να επιτευχθεί ικανοποιητική αυτονομία οχήματος. Ακόμα ένα σημαντικό θέμα που πρέπει να αντιμετωπιστεί είναι η κοινωνική αποδοχή σχετικά με της ενσωματωμένες δεξαμενές υψηλής πίεσης πάνω σε συμβατικά οχήματα. Μια πιθανή χρήση του υδρογόνου ως καύσιμο οχημάτων στο μέλλον προϋποθέτει ασφαλή και χαμηλού κόστους μέσα αποθήκευσης. Το αποθηκευμένο υδρογόνο θα πρέπει να είναι σε μορφή ή κατάσταση αερίου υπό πίεση. Προκειμένου να επιτευχθεί αυτονομία ανάλογη με οχήματα συμβατικών καυσίμων θα πρέπει η πίεση του αποθηκευμένου υδρογόνου να είναι τουλάχιστον 350 bar. Υλικά ή ακόμα και ολόκληρα περιφερειακά στοιχεία ιδιαίτερων χαρακτηριστικών είναι αναγκαία προκειμένου να ελαχιστοποιηθεί το βάρος και να μεγιστοποιηθεί η αποθηκευτική ικανότητα των δεξαμενών και των δοχείων αποθήκευσης. Η τεχνολογία που έχει αναπτυχθεί σε οχήματα φυσικού αερίου μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως εφαλτήριο για τα οχήματα υδρογόνου.

Η συμπίεση του υδρογόνου γίνεται με τον ίδιο τρόπο που γίνεται και η συμπίεση του φυσικού αερίου κάτι που σημαίνει ότι υπάρχει ανεπτυγμένη και δοκιμασμένη

τεχνολογία που μπορεί να εξυπηρετήσει το σκοπό αυτό. Πολλές φορές είναι δυνατόν να χρησιμοποιηθούν οι ίδιοι συμπιεστές που χρησιμοποιούνται σε περιπτώσεις συμπίεσης φυσικού αερίου, ενώ και σε περιπτώσεις που αυτό δεν είναι επιτρεπτό, οι αλλαγές και οι τροποποιήσεις που απαιτούνται δεν είναι τίποτα το ιδιαίτερο. Οι νέες εξελίξεις συνδέονται κυρίως με τη βελτιστοποίηση των επιμέρους μονάδων, με σκοπό την ανάπτυξη εφαρμογών συμπίεσης σε υψηλά επίπεδα στους σταθμούς ανεφοδιασμού.

Η διαδικασία συμπίεσης του υδρογόνου από την ατμοσφαιρική σε πίεση 350 bar απαιτεί την κατανάλωση ενέργειας. Συνήθως η συμπίεση αυτή πραγματοποιείται σε πολλαπλά στάδια με το πρώτο να αποτελεί ουσιαστικά ένα αρχικό στάδιο προσυμπίεσης όπου η πίεση του αερίου ανεβαίνει λίγα bar από την ατμοσφαιρική. Το ανώτατο όριο συμπίεσης εξαρτάται από το ανώτερο όριο αντοχής της δεξαμενής ή του δοχείου που πρόκειται να αποθηκευτεί το υδρογόνο. Σχετικά με τους συμπιεστές που χρησιμοποιούνται για την επίτευξη των παραπάνω, υπάρχουν δύο διαφορετικοί τύποι για τη συμπίεση αερίου στα 150 bar: οι συμπιεστές εμβόλων παλινδρομικής κίνησης και οι διαφραγματικοί συμπιεστές. Οι συμπιεστές εμβόλων παλινδρομικής κίνησης μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε μικρές και μεγάλες εφαρμογές, ενώ οι διαφραγματικοί συμπιεστές χρησιμοποιούνται μόνο σε μικρές εφαρμογές καθώς υπάρχουν περιορισμοί σχετικά με τη ροή του αερίου η οποία καθορίζεται ανάλογα με το μέγεθος του διαφράγματος (Zhang et al., 2005).

Ένα ακόμα σημαντικό θέμα που προκύπτει για την αποθήκευση του υδρογόνου υπό πίεση και έχει να κάνει με μεταφορά θερμότητας, είναι το γεγονός ότι υπάρχει αύξηση θερμοκρασίας κατά τη διάρκεια γρήγορης ή απότομης πλήρωσης των δεξαμενών και των δοχείων. Το υδρογόνο παρουσιάζει αντίστροφη συμπεριφορά σε σχέση με το φαινόμενο Joule-Thomson κατά τη διάρκεια του στραγγαλισμού (κατά τον οποίο και διαστέλλεται) και για θερμοκρασίες πάνω από 204 K. Το τελευταίο έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της θερμοκρασίας του αερίου αντί για την μείωση που αναμένεται σύμφωνα με το φαινόμενο που αναφέρθηκε. Κατά τη διάρκεια γρήγορης πλήρωσης (>1 kg H₂ /min) υπάρχει περίπτωση η θερμοκρασία στο εσωτερικό του μέσου αποθήκευσης να φτάσει μέχρι και πάνω από 50 °C, κάτι το οποίο μπορεί να έχει αρνητικές επιπτώσεις. Ως αποδοτική λύση στο παραπάνω πρόβλημα παρουσιάζεται η ενίσχυση τόσο των εσωτερικών όσο και των εξωτερικών συντελεστών μεταφοράς θερμότητας αλλά και η γενικότερη βελτιστοποίηση της διαδικασίας στο σύνολό της. Η ενίσχυση των συντελεστών μεταφοράς θερμότητας

προϋποθέτει χρήση κυλινδρικών πλαισίων κατασκευασμένων από υλικά υψηλής θερμικής αγωγιμότητας ή την εγκατάσταση αυλών θερμότητας για τη μεταφορά θερμότητας από το εσωτερικό του μέσου αποθήκευσης συμπιεσμένου υδρογόνου στο εξωτερικό (Zhang et al., 2005).

1.1.3.2 Υγροποιημένο υδρογόνο

Η αποθήκευση του υδρογόνου σε υγρή μορφή είναι άλλη μια εμπορικά διαθέσιμη τεχνολογία. Το υγροποιημένο υδρογόνο αποθηκεύεται σε ατμοσφαιρική πίεση σε κρυογενικές δεξαμενές σε θερμοκρασία 20,3 K (- 252,85 °C). Σε αυτές τις συνθήκες η πυκνότητα του υδρογόνου είναι στα 70,8 g/l, πυκνότητα σχεδόν διπλάσια από αυτή που έχει όταν είναι αποθηκευμένο ως συμπιεσμένο αέριο στα 700 bar. Ενδεικτικά αναφέρεται πως μια κρυογενική δεξαμενή μπορεί να αποθηκεύσει 5 kg υγροποιημένου υδρογόνου, ποσότητα κατάλληλη για αυτονομία 500 km ενός οχήματος κυβελών καυσίμου. Οι δεξαμενές υγρού υδρογόνου μπορούν να γεμίσουν σε σχετικά μικρό χρόνο και επιπλέον είναι ασφαλέστερες στις κατάλληλες κρυογενικές θερμοκρασίες από ότι είναι οι δεξαμενές αερίου υδρογόνου υψηλής πίεσης. Τα κύρια μειονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας αποθήκευσης του υδρογόνου είναι η μεγάλη κατανάλωση ενέργειας που απαιτείται για την υγροποίηση και ο συνεχόμενος βρασμός που επικρατεί κατά τη διάρκεια της αποθήκευσης. Η ενέργεια που απαιτείται για την υγροποίηση αντιστοιχεί περίπου στο 30 με 40 % της εσωτερικής ενέργειας του αερίου, κάτι που ρίχνει πολύ χαμηλά τη συνολική απόδοση του συστήματος ως αποθηκευτικό μέσο. Η πολύ χαμηλή θερμοκρασία στην οποία πρέπει να διατηρούνται οι κρυογενικές δεξαμενές (20 – 30 K) και ταυτόχρονα η αυξημένη σε σχέση με αυτά τα επίπεδα θερμοκρασία περιβάλλοντος, οδηγούν αναπόφευκτα στη ροή θερμότητας μέσω αγωγής, συναγωγής και ακτινοβολίας.

Το μεγάλο πρόβλημα στην αποθήκευση του υγροποιημένου υδρογόνου είναι οι απώλειες του συστήματος λόγω συνεχόμενου βρασμού. Καθώς το υγροποιημένο υδρογόνο είναι αποθηκευμένο ως κρυογενικό υγρό κοντά στη θερμοκρασία βρασμού του, οποιαδήποτε μεταφορά θερμότητας προς την υγρή φάση προκαλεί εξάτμιση ορισμένης ποσότητας του υγροποιημένου υδρογόνου. Η εξάτμιση του υγροποιημένου υδρογόνου χωρίς ανάκτηση των ατμών που οδεύουν προς την ατμόσφαιρα, οδηγεί σε σημαντική μείωση της συνολική απόδοσης του συστήματος, καθώς στις απώλειες

προς την ατμόσφαιρα συνυπολογίζεται και η ενέργεια που καταναλώθηκε για την υγροποίηση του αέριου υδρογόνου. Μία λύση στο παραπάνω πρόβλημα αποτελεί η χρήση μονωμένων κρυογενικών δεξαμενών. Τέτοιες δεξαμενές είναι σχεδιασμένες ώστε να ελαχιστοποιούν τη μεταφορά θερμότητας με οποιοδήποτε τρόπο από το εξωτερικό τους τοίχωμα στο εσωτερικό τους. Το εξωτερικό τους τοίχωμα είναι διπλό και ανάμεσα στη διπλή αυτή επιφάνεια επικρατεί κενό αποτρέποντας τη μεταφορά θερμότητας μέσω αγωγής και συναγωγής. Για να αποτραπεί και η μεταφορά θερμότητας μέσω ακτινοβολίας, η εξωτερική αλλά και η εσωτερική επιφάνεια αυτών των δεξαμενών καλύπτεται με φιλμ κατάλληλων για την περίπτωση υλικών. Οι περισσότερες δεξαμενές υγροποιημένου υδρογόνου είναι σφαιρικές καθώς έτσι ελαχιστοποιείται η επιφάνεια εναλλαγής με το περιβάλλον (Taylor et al., 1986). Με την αύξηση της διαμέτρου της δεξαμενής, ο όγκος της υφίσταται μεγαλύτερη αύξηση από ότι η επιφάνειά της. Έτσι, οι μεγάλες δεξαμενές έχουν μικρότερη επιφάνεια εναλλαγής θερμότητας από ότι οι μικρότερες (αναλογικά με τον όγκο τους) και έτσι ελαχιστοποιούνται και οι απώλειες λόγω βρασμού. Μερικές φορές χρησιμοποιούνται κυλινδρικές δεξαμενές καθώς είναι ευκολότερο και οικονομικότερο να κατασκευαστούν από ότι οι σφαιρικές, ενώ και ο λόγος του όγκου τους προς την επιφάνεια εναλλαγής με το περιβάλλον πλησιάζει αυτόν των σφαιρικών δεξαμενών.

Όπως προαναφέρθηκε το υγροποιημένο υδρογόνο μέσα στις δεξαμενές διατηρείται περίπου στους 20 K. Το σύστημα αποθήκευσης στο σύνολό του απαιτεί τέλεια μόνωση και κατ' επέκταση εξειδικευμένα υλικά και τεχνολογίες προς αυτήν την κατεύθυνση. Πολλές φορές θεωρείται καλύτερη τεχνολογία συγκριτικά με την αποθήκευση του υδρογόνου υπό πίεση. Από την άλλη πλευρά, πρέπει να συνυπολογιστεί και μια απώλεια υδρογόνου της τάξης του 2 % ανά ημέρα λόγω εξάτμισης. Η αξιοποίηση του υδρογόνου στην υγρή κατάσταση σε εφαρμογές ποικίλου αντικειμένου είναι στις μέρες μας αρκετά δημοφιλής.

Η ανάγκη για ελαχιστοποίηση των ενεργειακών απωλειών και του χρόνου ανεφοδιασμού οχημάτων με υγροποιημένο υδρογόνο, οδήγησε ένα πρωτοποριακό πρόγραμμα στη Γερμανία της αρχές της δεκαετίας του 1990 στη μείωση του χρόνου ανεφοδιασμού με υγροποιημένο υδρογόνο σε λιγότερο από τρία λεπτά (ήταν περισσότερο από μία ώρα) και στην ελαχιστοποίηση σχεδόν των ενεργειακών απωλειών λόγω απώλειας ατμών υδρογόνου (Wetzel, 1998). Το Μάιο του 1999 τέθηκε σε λειτουργία ο πρώτος δημόσιος σταθμός ανεφοδιασμού υγροποιημένου υδρογόνου στο αεροδρόμιο του Μονάχου. Ο συγκεκριμένος σταθμός ανεφοδιασμού

είναι πλήρως αυτοματοποιημένος και ο ανεφοδιασμός ενός οχήματος επιτυγχάνεται μέσα σε 2 με 3 λεπτά χωρίς απώλειες και άλλες εκπομπές και μέσα σε ένα περιβάλλον πλήρως ελεγχόμενο και αξιόπιστο (Pehr et al., 2001).

Οι εναλλάκτες θερμότητας χρησιμοποιούνται και αυτοί ευρέως στην παραγωγή υδροποιημένου υδρογόνου. Εξαιτίας της χαμηλής θερμοκρασίας λειτουργίας οι κρυογενικοί υδροποιητές δεν μπορούν να αποδώσουν υδροποιημένο υδρογόνο αν η απόδοση των εναλλακτών θερμότητας είναι μικρότερη του 85 % (Barron, 1999). Πολλές μετρήσεις και πειραματικά αποτελέσματα μπορούν να αξιοποιηθούν προς βελτίωση της απόδοσης των εναλλακτών θερμότητας. Οι μετρήσεις αυτές περιλαμβάνουν μικρές θερμοκρασιακές διαφορές ανάμεσα στα ρεύματα εισόδου και εξόδου, μεγάλους λόγους επιφάνειας – όγκου και υψηλούς συντελεστές μεταφοράς θερμότητας (Timmerhaus and Flynn, 1989; Barron, 1999).

Τελικά, παρόλο που υπάρχει σχεδιαστική ευελιξία και επιτυγχάνονται υψηλές πυκνότητες, η πολυπλοκότητα των συστημάτων αποθήκευσης υδροποιημένου υδρογόνου μαζί με το πρόβλημα της ελαχιστοποίησης των απωλειών από την εξάτμιση του υδρογόνου, οδηγούν σε κόστη συστημάτων μη συγκρίσιμα με αντίστοιχα συστήματα αποθήκευσης υδρογόνου υπό πίεση. Η διαφορά στο κόστος αυτό γίνεται ολοένα και μεγαλύτερη όσο συγκρίνονται μεγαλύτερα συστήματα (Von Helmholt and Eberle, 2007).

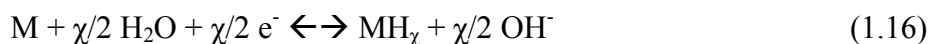
1.1.3.3 Μεταλλικά Υδρίδια

Ένας εναλλακτικός σε σχέση με της παραδοσιακούς τρόπους αποθήκευσης υδρογόνου που παρουσιάστηκαν προηγουμένως, είναι η αποθήκευση του αερίου σε ατομική ή μοριακή δομή σε προηγμένα στερεά υλικά τα οποία παίζουν ένα ρόλο παράγοντα φιλοξενίας του υδρογόνου. Αυτός ο τύπος αποθήκευσης υδρογόνου συχνά συναντάται ως «στερεή αποθήκευση υδρογόνου» καθώς το υδρογόνο γίνεται μέρος του μορίου ενός στερεού υλικού μέσω διαφόρων φυσικοχημικών δεσμών. Προς το παρόν υπάρχουν δύο γνωστοί βασικοί μηχανισμοί για την αποθήκευση του υδρογόνου σε στερεά υλικά: η απορρόφηση και η προσρόφηση. Κατά την απορρόφηση το υδρογόνο αποθηκεύεται απευθείας στο μεγαλύτερο μέρος της δομής του υλικού. Στα απλά κρυσταλλικά μεταλλικά υδρίδια (ή αλλιώς μεταλλοϋδρίδια), απορρόφηση συμβαίνει όταν ατομικό υδρογόνο ενσωματώνεται σε ενδιάμεσους

χώρους του κρυσταλλικού πλέγματος ενός στερεού υλικού (Schlapbach and Zuttel, 2001). Η προσρόφηση από την άλλη πλευρά, χωρίζεται στη χημική και στη φυσική ανάλογα με το είδος του μηχανισμού. Το φυσικά προσροφόμενο υδρογόνο δέχεται πιο αδύναμους δεσμούς συγκριτικά με το χημικά προσροφόμενο. Ένας τρίτος μηχανισμός αποθήκευσης τέτοιου τύπου είναι διαμέσου χημικών αντιδράσεων απελευθέρωσης και δέσμευσης υδρογόνου σε κάποιο στερεό υλικό. Για αντιδράσεις που μπορεί να είναι αντιστρεπτές, η αντιστροφή μιας χημικής αντίδρασης από τη δέσμευση υδρογόνου στην απελευθέρωσή του ή αντίστροφα, μπορεί να συμβεί μέσω μικρών αλλαγών στην πίεση και τη θερμοκρασία του συστήματος.

Η αποθήκευση μέσω απορρόφησης ως χημικό συστατικό και η προσρόφηση μέσω πορωδών προσροφητών έχουν σίγουρα πλεονεκτήματα από πλευράς ασφάλειας συγκριτικά με τις παραδοσιακές μεθόδους αποθήκευσης. Το τελευταίο συμβαίνει καθώς σε αυτά τα συστήματα επικρατούν μεσαίες συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας. Αρκετές μελέτες αναλύουν τις εξελίξεις σε αυτού του τύπου την αποθήκευση υδρογόνου, αναφέροντας στοιχεία για νέες δομές, υλικά και κράματα τα οποία αποθηκεύουν το υδρογόνο είτε μέσω φυσικής είτε μέσω χημικής προσρόφησης (Sandrock, 1999; Schlapbach and Zuttel, 2001; Seayad and Antoneli, 2004; Dornheim et al., 2006; Sakintun, et al., 2007; Berude et al., 2007; ThomAs, 2007; Felderhoff et al., 2007). Όλα αυτά τα νέα υλικά θα πρέπει να φτάσουν τα όρια που θέτει ο φορέας αρμόδιος σε θέματα ενέργειας (π.χ. US Department of Energy). Αυτά τα όρια – στόχοι έχουν να κάνουν με την αποθηκευτική ικανότητα των συστημάτων η οποία δε θα πρέπει να είναι μικρότερη από 6 wt % και 65 g/l (σε θερμοκρασίες ανάμεσα στους 60 °C και της 120 °C και σε πιέσεις χαμηλότερες των 150 bar), έτσι ώστε να μπορούν να θεωρηθούν εμπορικά διαθέσιμα.

Η επιστήμη και η τεχνολογία των μεταλλικών υδριδίων ή διαφορετικά η υδρογόνωση και αφυδρογόνωση μετάλλων με απευθείας διάσπαση του αέριου υδρογόνου μαζί με την ηλεκτροχημική διάσπαση του νερού περιγράφονται παρακάτω (Zaluska et al., 2001):



Για πρακτικούς λόγους σε αυτή την τεχνολογία αποθήκευσης υδρογόνου επιλέγονται ενώσεις οι οποίες μόλις έρθουν σε επαφή με αέριο υδρογόνο σε συγκεκριμένες συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας, απορροφούν μεγάλες ποσότητες αερίου σχηματίζοντας τελικά τα μεταλλικά υδρίδια. Τα μεταλλικά υδρίδια μπορούν φυσικά να απελευθερώσουν το απορροφημένο υδρογόνο σε αντίστοιχα συγκεκριμένες συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας. Το υδρογόνο απορροφάται ενδιάμεσα στο μεταλλικό πλέγμα διογκώνοντας το μόριο της ένωσης σε διάφορα επίπεδα. Τα μεταλλικά υδρίδια αποτελούν μία εναλλακτική και εντυπωσιακή μέθοδο αποθήκευσης για το υδρογόνο. Είναι εν γένει ασφαλέστερα από την αποθήκευση υπό πίεση ή την αποθήκευση του υγρού υδρογόνου, ενώ έχουν και καλύτερη δυνατότητα στην ποσοτική αποθήκευση βάσει όγκου. Σε μερικές ενώσεις μεταλλικών υδριδίων υπάρχει δυνατότητα αποθήκευσης υδρογόνου μέχρι και σε διπλάσιες πυκνότητες από αυτές του υγρού υδρογόνου ($0,07 \text{ g/cm}^3$). Το δυναμικό στη διεπιφάνεια αερίου – μετάλλου περιγράφεται από τους Zaluska et al. (2001).

Η θερμοδυναμική προσέγγιση υποδεικνύει πως η πίεση ισορροπίας αυξάνεται με τη θερμοκρασία και συνήθως βάσει της εξίσωσης van't Hoff:

$$\ln P = \Delta H^\circ / RT - \Delta S^\circ / R \quad (1.17)$$

όπου, ΔH° και ΔS° είναι οι αλλαγές της ενθαλπίας και της εντροπίας κατά τη διάρκεια απορρόφησης υδρογόνου, T είναι η απόλυτη θερμοκρασία και R είναι η παγκόσμια σταθερά των αερίων. Για τα περισσότερα μεταλλικά υδρίδια τα μεγέθη ΔH° και ΔS° είναι αρνητικά καθώς η απορρόφηση υδρογόνου είναι εξώθερμη, ενώ αντίθετα η απελευθέρωση του υδρογόνου είναι ενδόθερμη διεργασία. Η γνώση του μεγέθους ΔH° είναι πολύ σημαντική, καθώς οδηγεί στη βέλτιστη διαχείριση θερμότητας που απαιτείται προκειμένου να σχεδιαστεί, να διαστασιολογηθεί και να αναπτυχθεί ένα τέτοιο σύστημα. Αποτελεί επίσης ένδειξη σχετικά με την ισχύ του δεσμού μεταξύ του υδρογόνου και του μετάλλου.

1.1.4 Τεχνολογίες επαναχρησιμοποίησης υδρογόνου προς παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Οι κυψέλες καυσίμου εμφανίζονται ως τεχνολογική επιλογή η οποία μεγιστοποιεί τη δυναμική του κύκλου του υδρογόνου από πλευράς απόδοσης (Boudghene Stambouli et al., 2002). Σήμερα οι αποδόσεις των κυψελών καυσίμου κυμαίνονται μεταξύ 40 και 50 % (βάσει χαμηλότερης θερμογόνου δύναμης, ΘΔ) ανεξάρτητα από το μέγεθός τους. Υβριδικά συστήματα κυψελών καυσίμου και αεροστροβίλων μπορούν να ξεπεράσουν αποδόσεις της τάξης του 70% βάσει χαμηλότερης ΘΔ. Οι κυψέλες καυσίμου είναι διατάξεις οι οποίες μετατρέπουν τη χημική ενέργεια ενός καυσίμου απευθείας σε ηλεκτρική, ξεπερνώντας τους θερμοδυναμικούς περιορισμούς που τίθενται στις συμβατικές θερμικές μηχανές. Αποτελούνται από έναν ηλεκτρολύτη (στερεό ή στερεοποιημένο) σε επαφή με δύο πορώδη ηλεκτρόδια σε κάθε πλευρά. Όλοι οι τύποι κυψελών καυσίμου συνδυάζουν υδρογόνο και οξυγόνο προς παραγωγή συνεχούς ηλεκτρικού ρεύματος (DC), νερού και θερμότητας. Βάσει του ηλεκτρολύτη από τον οποίο αποτελούνται, κατηγοριοποιούνται ως εξής:

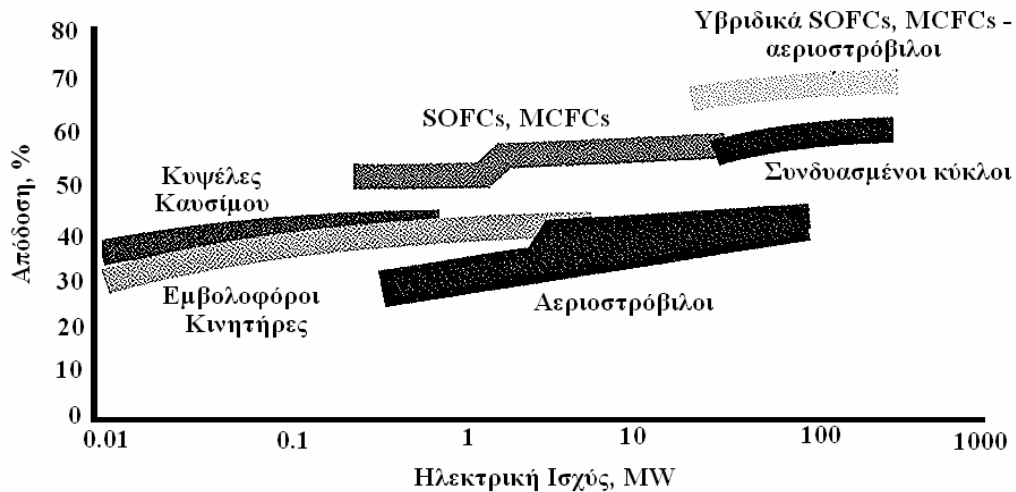
1. Κυψέλες καυσίμου μεμβράνης εναλλαγής πρωτονίων (Proton Exchange Membrane fuel cells, PEMFCs). Σε αυτού του τύπου τις κυψέλες καυσίμου το ρόλο του ηλεκτρολύτη τον παίζει μια μεμβράνη πολυμερούς, η οποία είναι αγωγίμη ως προς τα πρωτόνια που σχηματίζονται από τη διάσπαση του υδρογόνου το οποίο τροφοδοτείται στο ηλεκτρόδιο της ανόδου του ηλεκτροχημικού κελιού. Τα ηλεκτρόνια που προέρχονται από τη διάσπαση του υδρογόνου κατευθύνονται προς το ηλεκτρόδιο της καθόδου μέσω εξωτερικού κυκλώματος, όπου μαζί με τα πρωτόνια και το οξυγόνο που τροφοδοτείται εκεί σχηματίζουν το μόριο του νερού μέσω εξώθερμης αντίδρασης.
2. Κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου (Solid Oxide Fuel Cells, SOFCs). Το ρόλο του ηλεκτρολύτη σε αυτή την κατηγορία κυψελών καυσίμου τον παίζει κάποιο στερεό οξείδιο. Σε αντίθεση με τις κυψέλες καυσίμου μεμβρανών εναλλαγής πρωτονίων, στα SOFCs μεταφέρονται αρνητικά ιόντα οξυγόνου από το ηλεκτρόδιο της καθόδου σε αυτό της ανόδου.
3. Κυψέλες καυσίμου τηγμένου άνθρακα (Molten Carbonate Fuel Cells, MCFCs). Οι ηλεκτρολύτες εδώ είναι ανθρακικά άλατα (μέσα σε μήτρες LiAlO_2). Σε

υψηλές θερμοκρασίες παράγονται ανθρακικά ιόντα (CO_3^{2-}) στο ηλεκτροχημικό ηλεκτρόδιο της καθόδου με τη βοήθεια οξυγόνου και διοξειδίου του άνθρακα. Τα ιόντα αυτά καταλήγουν στην άνοδο όπου με τη βοήθεια του υδρογόνου κλείνει ο κύκλος των ηλεκτροχημικών αντιδράσεων.

4. Αλκαλικές κυψέλες καυσίμου (Alkaline Fuel Cells, AFCs). Ο ηλεκτρολύτης εδώ είναι καυστικό διάλυμα KOH μέσα σε μήτρα αμιάντου. Ιόντα υδροξυλίου (OH^-) μετακινούνται από την κάθοδο προς την άνοδο, όπου αντιδρούν με αέριο υδρογόνο προς παραγωγή νερού και ηλεκτρονίων. Τα ηλεκτρόνια αυτά παρέχουν ηλεκτρική ενέργεια μέσω εξωτερικού κυκλώματος και στη συνέχεια επιστρέφουν στην κάθοδο. Εκεί αντιδρούν με οξυγόνο και νερό προς παραγωγή περισσότερων ιόντων υδροξυλίου που διαχέονται στον ηλεκτρολύτη.
5. Κυψέλες καυσίμου φωσφορικού οξέως (Phosphoric Acid Fuel Cells, PAFCs). Ο ηλεκτρολύτης εδώ είναι διάλυμα φωσφορικού οξέως (H_3PO_4) σε μήτρα σιλικόνης. Μέσω του ηλεκτρολύτη μεταφέρονται πρωτόνια από την άνοδο προς την κάθοδο, όπου με τη βοήθεια οξυγόνου και των ηλεκτρονίων τα οποία έχουν διατρέξει εξωτερικό κύκλωμα, κλείνει ο κύκλος των ηλεκτροχημικών αντιδράσεων.

Οι κατηγορίες των κυψελών καυσίμου και οι ηλεκτροχημικές αντιδράσεις που λαμβάνουν χώρα σε κάθε περίπτωση συγκεντρώνονται στον Πίνακα I.1.3.

Εκτός από ειδικούς τύπους κυψελών καυσίμου, στις περισσότερες των περιπτώσεων αέριο καύσιμο (κυρίως υδρογόνο) τροφοδοτείται στην άνοδο και ατμοσφαιρικός αέρας στην κάθοδο. Τα αέρια ρεύματα των αντιδρώντων δεν αναμιγνύονται καθώς διαχωρίζονται από τον ηλεκτρολύτη. Οι ηλεκτροχημικές αντιδράσεις οξείδωσης και αναγωγής λαμβάνουν χώρα στην επιφάνεια των ηλεκτροδίων, τα οποία όντας πορώδη παρέχουν την κατάλληλη περιοχή για την κατάλυση αυτών των αντιδράσεων και τη διευκόλυνση των φαινομένων μεταφοράς μάζας αντιδρώντων και προϊόντων από και προς τον ηλεκτρολύτη και από και προς την αέρια φάση.



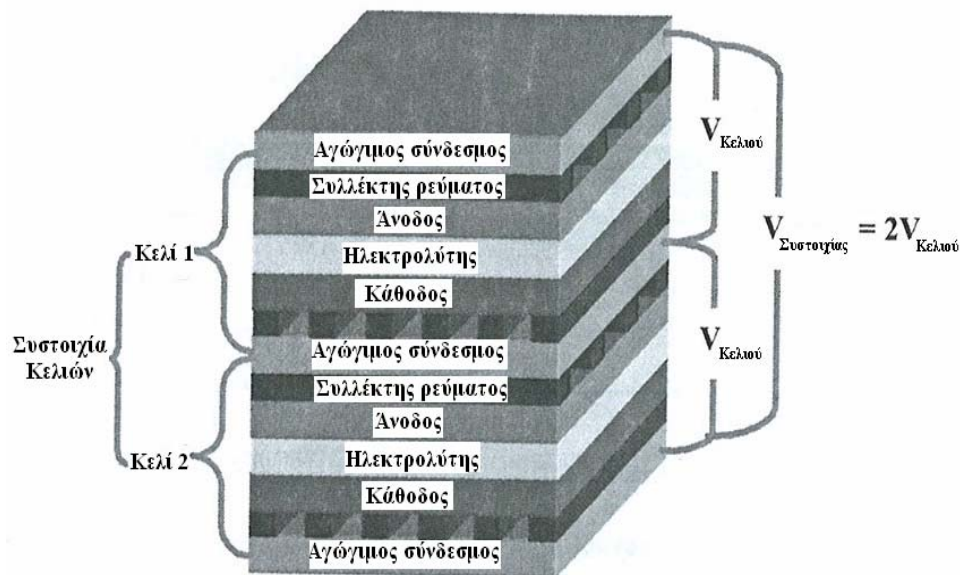
Διάγραμμα I.1.3: Συγκριτική απόδοση (%LHV) συστημάτων παροχής ισχύος (US DOE, 2002; IEA, 2005)

Σε συνθήκες κλειστού κυκλώματος, οι ηλεκτροχημικές αντιδράσεις ενσωματώνουν έναν αριθμό διαδοχικών βημάτων, τα οποία αφορούν την προσρόφηση και την εκρόφηση καθώς και την επιφανειακή διάχυση αντιδρώντων και προϊόντων και τη μεταφορά φορτίου από και προς το ηλεκτρόδιο. Η μεταφορά φορτίου περιορίζεται σε ένα στενό (σχεδόν μονοδιάστατο) όριο τριών φάσεων μεταξύ των αντιδρώντων αερίων, του ηλεκτρολύτη και του καταλύτη.

Πίνακας I.1.3: Τύποι Κυψελών Καυσίμου

Κυψέλη Καυσίμου	Ηλεκτρόδιο Ανόδου	Ηλεκτρολύτης	Ηλεκτρόδιο Καθόδου
PEMFC	$2\text{H}_2 \rightarrow 4\text{H}^+ + 4\text{e}^-$	Μεμβράνη πολυμερούς, ιόν εναλλαγής: H^+	$\text{O}_2 + 4\text{H}^+ + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$
SOFC	$2\text{H}_2 + 2\text{O}^{2-} \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^-$	Στερεό οξείδιο, ιόν εναλλαγής: O^{2-}	$\text{O}_2 + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{O}^{2-}$
MCFC	$2\text{H}_2 + 2\text{CO}_3^{2-} \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2 + 4\text{e}^-$	Ανθρακικά άλατα, ιόν εναλλαγής: CO_3^{2-}	$\text{O}_2 + 2\text{CO}_2 + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{CO}_3^{2-}$
PAFC	$2\text{H}_2 \rightarrow 4\text{H}^+ + 4\text{e}^-$	Φωσφορικό οξύ, ιόν εναλλαγής: H^+	$\text{O}_2 + 2\text{CO}_2 + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{CO}_3^{2-}$
AFC	$2\text{H}_2 + 4\text{OH}^- \rightarrow 4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^-$	Διάλυμα KOH , ιόν εναλλαγής: OH^-	$\text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 4\text{OH}^-$

Εκτός από το ρόλο της κατάλυσης, τα ηλεκτρόδια συλλέγουν (άνοδος) ή τροφοδοτούν (κάθοδος) τα ηλεκτρόνια που λαμβάνουν μέρος στις ηλεκτροχημικές αντιδράσεις και έτσι θα πρέπει να αποτελούνται από υλικά υψηλής ηλεκτρικής αγωγιμότητας. Η συνεχόμενη εναλλαγή ηλεκτρονίων είναι απαραίτητη για την εξέλιξη των ηλεκτροχημικών αντιδράσεων, κάτι που έχει ως αποτέλεσμα μια συνεχόμενη ροή ηλεκτρονίων από την άνοδο στην κάθοδο. Την ίδια στιγμή, ο ηλεκτρολύτης με τη μεταφορά των αντιδρώντων υπό μορφή ιόντων ολοκληρώνει τον κύκλο σε κάθε κελί. Η ηλεκτροχημική διεργασία αυτή του υδρογόνου διατηρεί μια διαφορά στα χημικά δυναμικά των ηλεκτροενεργών ειδών (ιόντα) μεταξύ των δύο ηλεκτροδίων, η οποία είναι και η κινητήρια δύναμη για την ιοντική ροή μέσω του ηλεκτρολύτη. Η κινητήρια αυτή δύναμη εκφράζεται ως δυναμικό ανοικτού κυκλώματος κελιού ή πιο απλά ως ηλεκτρεγερτική δύναμη.



Εικόνα I.1.3: Φυσική δομή επίπεδης συστοιχίας κυψέλης καυσίμου

Σε μια συστοιχία κυψέλης καυσίμου, η μεταφορά ηλεκτρονίων διευκολύνεται από μια επιπλέον μεμβράνη (συλλέκτης ρεύματος) η οποία είναι σε επαφή με τα πορώδη ηλεκτρόδια. Στις συστοιχίες κυψελών καυσίμου χρησιμοποιούνται αγωγάμοι σύνδεσμοι με σκοπό το συνδυασμό πολλών κελιών μαζί προκειμένου να αυξηθεί η συνολική τάση λειτουργίας της μονάδας (Εικόνα I.1.3). Η ροή των αερίων πραγματοποιείται στα κανάλια που σχηματίζονται ανάμεσα στους αγωγάμους συνδέσμους των κελιών και των μεμβρανών συλλογής ρεύματος. Οι αγωγάμοι

σύνδεσμοι θα πρέπει να είναι αδιαπέραστοι από αέρια ρεύματα καθώς εκτός των άλλων λειτουργούν και ως διαχωριστικές πλάκες μεταξύ των αέριων ρευμάτων καυσίμου και οξειδωτικού του κάθε κελιού. Επιπροσθέτως, αποτελούν τις κατάλληλες δομές για τη διανομή των αντιδρώντων αερίων σε ολόκληρη την επιφάνεια του ηλεκτροδίου (US DOE, 2002; IEA, 2005; Pehnt et al., 2004; Larminie et al., 2003; Srinivasan, 2006; Acres, 2001).

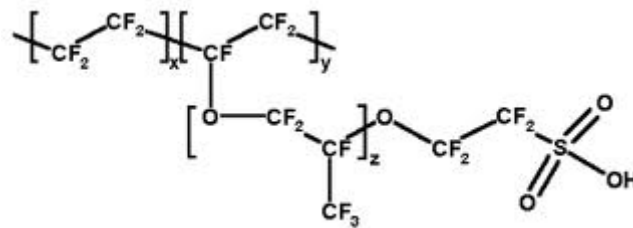
1.1.4.1 Τύποι κυψελών καυσίμου

Ένας παράγοντας που επηρεάζει σημαντικά την επιλογή του τύπου κυψέλης καυσίμου κάθε φορά είναι η καθαρότητα του υδρογόνου. Οι κυψέλες καυσίμου που λειτουργούν σε χαμηλές θερμοκρασίες απαιτούν υδρογόνο υψηλής καθαρότητας, καθώς οι καταλύτες που ενσωματώνουν δείχνουν να μην έχουν καμιά αντοχή σε ενώσεις θείου και μονοξειδίου του άνθρακα. Σε αυτές τις περιπτώσεις το υδρογόνο που προέρχεται από φυσικό αέριο δημιουργεί προβλήματα. Εν αντιθέσει, σε κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου (SOFCs) και σε κυψέλες καυσίμου τηγμένου άνθρακα (MCFCs), όπου το θερμοκρασιακό εύρος λειτουργίας είναι υψηλό, οι καταλύτες είναι ανθεκτικοί σε υδρογόνο χαμηλής καθαρότητας, ενώ το μονοξείδιο του άνθρακα χρησιμοποιείται και ως καύσιμο. Τα PEMFCs, τα SOFCs και τα MCFCs είναι οι τύποι κυψελών καυσίμου που φαίνεται να επικρατούν στις σταθερές εφαρμογές. Τα PEMFCs εμφανίζουν πυκνότητα ηλεκτρικού ρεύματος περίπου 4 A/cm^2 σε υψηλές αποδόσεις, τη στιγμή που άλλες τεχνολογίες επαναχρησιμοποίησης υδρογόνου εμφανίζουν αντίστοιχη τιμή στο 1 A/cm^2 . Αυτό το χαρακτηριστικό σε συνδυασμό με το βάρος, τον όγκο και ορισμένα πλεονεκτήματα σχετικά με το κόστος καθιστούν τα PEMFCs πιο ελκυστικά για κινητές και σταθερές εφαρμογές. Παρόλα αυτά, τα SOFCs και τα MCFCs δείχνουν να έχουν προοπτικές έτσι ώστε να εισαχθούν στην αγορά τις επόμενες δεκαετίες (US DOE, 2002; IEA, 2005; Larminie et al., 2003; Srinivasan, 2006; Hawkes et al., 2005).

Κυψέλες καυσίμου μεμβράνης εναλλαγής πρωτονίων (PEMFCs)

Μια τυπική κυψέλη καυσίμου τύπου PEM αποτελείται από την πολυμερική μεμβράνη εναλλαγής πρωτονίων, στις αντίθετες πλευρές της οποίας έχουν ενσωματωθεί δύο

πορώδεις ηλεκτροκαταλυτικές επιφάνειες (ηλεκτρόδια). Σε επαφή με τα ηλεκτρόδια βρίσκονται δύο άλλες αγωγίμες πορώδεις επιφάνειες οι οποίες λειτουργούν ως συλλέκτες του παραγόμενου ρεύματος και οι οποίες στην επαφή τους με τον αγωγίμο σύνδεσμο που διαχωρίζει το κάθε κελί μέσα σε μια συστοιχία, σχηματίζουν κανάλια προς διευκόλυνση της ροής των αντιδρώντων και των προϊόντων. Επί της ουσίας η μεμβράνη εναλλαγής πρωτονίων απαρτίζεται από πολυμερή υπερφθοροσουλφονικού οξέος (Εικόνα I.1.4). Τα πολυμερή αυτά είναι αεροστεγείς ηλεκτρικοί μονωτές στους οποίους η μεταφορά των ιόντων εξαρτάται κατά πολύ από τα δεσμευμένα και τα ελεύθερα μόρια νερού μέσα στην πολυμερική δομή. Το υλικό που χρησιμοποιείται κατά κόρον για το σκοπό αυτό είναι το Nafion. Οι μεμβράνες Nafion εμφανίζουν υψηλή θερμική και χημική σταθερότητα, ενώ και η συνολική διάρκεια ζωής της ξεπερνά της 50.000 ώρες λειτουργίας (Wilkinson et al., 1997; Ralph, 1997; MA et al., 2004; Ernst et al., 2000; Hogarth et al., 2005; Zhang et al., 2006; Collier et al., 2006; Smith et al., 2005).



Εικόνα I.1.4: Το μονομερές από το οποίο αποτελείται η μεμβράνη εναλλαγής πρωτονίων (Nafion)

Ανάμεσα στην επιφάνεια των ηλεκτροδίων και της μεμβράνης υπάρχουν διάσπαρτα λεπτά στρώματα λευκόχρυσου (Pt) ο οποίος παίζει το ρόλο του καταλύτη αλλά και το ρόλο του συνδετικού κρίκου μεταξύ ηλεκτροδίων και μεμβράνης (Yu et al., 2007; Bezerra et al., 2007; Wee et al., 2006; Wang, 2005; Antolini, 2007; Zhang et al., 2006).

Εξαιτίας των μεμβρανών Nafion οι κυψέλες καυσίμου τύπου PEM δεν θα πρέπει να λειτουργούν σε θερμοκρασίες μεγαλύτερες από 60 με 80 °C. Σε αυτές τις θερμοκρασίες το CO απορροφάται από τον καταλύτη μειώνοντας την ικανότητά του και ταυτόχρονα τη συνολική απόδοση της κυψέλης. Το φαινόμενο αυτό είναι αντιστρεπτό μόνο μέχρι τα 50 ppm CO, την ίδια στιγμή που αναμορφωμένοι και μετά από αντιδράσεις μετατόπισης υδρογονάνθρακες περιέχουν πάνω από 1.000 ppm CO

(Cheng, 2007). Παρόλο που το καθαρό υδρογόνο προτιμάται σε εφαρμογές κυψελών καυσίμου τύπου PEM, η έρευνα στην ανάπτυξη νέων υλικών και στην αύξηση καθαρότητας υδρογόνου προερχόμενου από υδρογονάνθρακες, έχει επιτρέψει την εμφάνιση ενιαίων συστημάτων αναμόρφωσης υδρογονανθράκων – κυψελών καυσίμου τύπου PEM.

Με τάση λειτουργίας κελιού τα 0,7 με 0,75 V η μέγιστη απόδοση μιας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM μπορεί να φτάσει στο 64%. Σε σημερινές εφαρμογές, συγκεκριμένες απώλειες αλλά και ο βοηθητικός εξοπλισμός μειώνουν την απόδοση των συστημάτων καθιστώντας τις κυψέλες καυσίμου τύπου PEM αποδοτικότερες σχετικά με τις μηχανές εσωτερικής καύσης μόνο για λειτουργία σε μερικό φορτίο (US DOE, 2002; Gasteiger, 2005). Γενική αξιολόγηση λειτουργικών χαρακτηριστικών κυψελών καυσίμου τύπου PEM ονομαστικής ισχύος 5 KW, δείχνει ότι η τάση ανά κελί είναι μεταξύ 0,5 και 0,76 V για πυκνότητες ρεύματος από 0,55 μέχρι 1 A/cm² και για πυκνότητες ισχύος από 0,22 μέχρι 0,57 W/cm² (Staffell, 2007). Η θερμοκρασία λειτουργίας έχει σημαντική επιρροή στην απόδοση καθώς με την αύξηση της θερμοκρασίας μειώνεται η ωμική αντίσταση του ηλεκτρολύτη και εξαλείφονται διάφοροι περιορισμοί μεταφοράς μάζας. Το γεγονός αυτό έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της τάσης από 1,1 μέχρι και 2,5 mV για κάθε βαθμό (°C) αύξησης της θερμοκρασίας (US DOE, 2002). Παρόλα αυτά, η βελτίωση της απόδοσης μέσω θερμοκρασίας περιορίζεται από θέματα διαχείρισης του νερού. Ο στόχος διάρκειας ζωής σταθερών κυψελών καυσίμου τύπου PEM είναι 40.000 – 60.000 ώρες ή 5 – 8 χρόνια (Knights et al., 2004). Η διάρκεια ζωής εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις συνθήκες λειτουργίας όπως η εξωτερική θερμοκρασία κατά την εκκίνηση της μονάδας, η υπερβολική ή ανεπαρκής υγρασία και η καθαρότητα του καυσίμου. Οι κύριοι τομείς ανάπτυξης έχουν να κάνουν με τη βελτίωση των μεμβρανών των κελιών και το σχεδιασμό των ηλεκτροδίων με σκοπό την αύξηση της απόδοσης και τη μείωση του κόστους (US DOE, 2002; Larminie et al., 2003; Srinivasan, 2006). Πλήθος μοντέλων έχει αναπτυχθεί με σκοπό τη βελτιστοποίηση λειτουργίας (S. Orcun et al., 2011, Boubekour Dokkar et al., 2013).

Κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου (SOFCs)

Ο πιο κοινός ηλεκτρολύτης στα SOFCs είναι η ζirkόνια (σκληρό κεραμικό υλικό στερεού οξειδίου ζirkονίου), σταθεροποιημένη με 8 – 9% ύττρια (ζirkόνια

σταθεροποιημένη με ύττρια, yttria stabilized zirconia – YSZ). Ο ηλεκτρολύτης αυτός προωθεί τη μετακίνηση των ιόντων (O^{2-} για τα SOFCs) και μάλιστα σε ένα ευρύ φάσμα μερικής πίεσης του οξυγόνου (1 με 10^{-20} atm). Η YSZ εμφανίζει καλή ιοντική αγωγιμότητα σε υψηλές θερμοκρασίες (900 – 1.000 °C), γεγονός που προϋποθέτει την ύπαρξη ακριβών κραμάτων με αντοχή σε αυτές τις θερμοκρασίες. Έτσι, το κόστος των SOFCs αυξάνεται σημαντικά. Το κόστος αυτό μπορεί να μειωθεί εάν οι θερμοκρασίες λειτουργίας μειωθούν με τη σειρά τους στους 600 με 800 °C, κάτι που επιτρέπει τη χρήση ανοξειδωτου ατσαλιού. Για να μειωθεί η θερμοκρασία λειτουργίας πρέπει είτε να βελτιωθεί η αγωγιμότητα της YSZ προωθώντας έτσι και τη χρήση λεπτότερου στρώματος ηλεκτρολύτη, είτε να αναπτυχθούν εναλλακτικά υλικά με αυτές τις ιδιότητες (Ζιρκόνια ενισχυμένη με σκάνδιο, Scandium-doped zirconia, SDZ). Σχετικά με τη μείωση της αντίστασης που προβάλλει το στρώμα του ηλεκτρολύτη στη μεταφορά ιόντων, οι έρευνες εστιάζονται στη μείωση του πάχους του από 150 μm σε λιγότερο από 20 μm (US DOE, 2002; Larminie et al., 2003; Srinivasan, 2006; Haile, 2003).

Η τάση λειτουργίας ενός SOFC μειώνεται γραμμικά με την πυκνότητα ηλεκτρικού ρεύματος, με έναν ενδεικτικό παράγοντα της τάξεως των $0,73 \text{ mV/mA/cm}^2$ (για κοινά υλικά και για κοινό πάχος στρωμάτων). Οι απώλειες τάσης στα SOFCs οφείλονται κυρίως στην ωμική αντίσταση των στρωμάτων που απαρτίζουν το κάθε κελί της συστοιχίας (45, 18, 12 και 25% από την κάθοδο, την άνοδο, τον ηλεκτρολύτη και το στρώμα διαχωρισμού των κελιών αντίστοιχα). Η πτώση τάσης συγκριτικά με τη θεωρητική είναι επίσης άμεσα συνδεδεμένη και με τη θερμοκρασία λειτουργίας. Η συνολική απόδοση βελτιώνεται με τη χρήση καθαρού οξυγόνου αντί για ατμοσφαιρικό αέρα ως οξειδωτικό. Παρόλο που το υδρογόνο και το CO μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως καύσιμο τροφοδοσίας σε ένα SOFC, οι συνθήκες λειτουργίας είναι καλύτερες όταν χρησιμοποιείται υδρογόνο σε θερμοκρασίες λειτουργίας πάνω από 800 °C. Όσο μεγαλύτερο το ποσοστό του υδρογόνου στο καύσιμο τροφοδοσίας, τόσο μεγαλύτερη η τάση ανοικτού κυκλώματος και τόσο μεγαλύτερη και η συνολική απόδοση. Τα τυπικά λειτουργικά χαρακτηριστικά μικρής κλίμακας κυψέλης καυσίμου στερεού οξειδίου (μέχρι 5 kW) κυμαίνονται μεταξύ 0,6 με 0,79 V στα 0,2 με $0,8 \text{ A/cm}^2$ και για θερμοκρασία λειτουργίας στους 800 °C. Τα παραπάνω έχουν ως αποτέλεσμα πυκνότητες ισχύος που κυμαίνονται στα 0,16 με $0,55 \text{ W/cm}^2$. Σε συνδυασμό με αεριοστροβίλους οι αποδόσεις που εμφανίζονται είναι της τάξης του 60 με 70% βάσει παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι αποδόσεις αυτές φτάνουν το 80

με 85% όταν πρόκειται για συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας (Brendan Shaffer and Jacob Brouwer, 2014). Η διάρκεια ζωής των SOFCs εξαρτάται σημαντικά από τον σχεδιασμό τους και από τις συνθήκες λειτουργίας. Από εργαστηριακές δοκιμές ή πιλοτικές επιδεικτικές μονάδες έχουν δημοσιευθεί στοιχεία στα οποία αναφέρεται πως η διάρκεια ζωής μπορεί να φτάσει μέχρι 8 χρόνια σε περίπτωση λειτουργίας σε μόνιμες συνθήκες. Από την άλλη πλευρά όμως, 50 κύκλοι εκκίνησης – διακοπής λειτουργίας μπορούν να προκαλέσουν ανεπανόρθωτη ζημιά εξαιτίας θερμικών καταπονήσεων (US DOE, 2002; Larminie et al., 2003; Staffell, 2007; Williams et al., 2004; Bujaksi et al., 2007; Zink et al., 2007).

Κυψέλες καυσίμου τηγμένου άνθρακα (MCFCs)

Τα MCFCs μπορούν να λειτουργήσουν αποδοτικά με καύσιμα τροφοδοσίας που περιέχουν CO₂ (π.χ. αναμορφωμένοι υδρογονάνθρακες, μίγματα αερίων προερχόμενα από άνθρακα ή βιομάζα), παρόλο που η ανάγκη για CO₂ στην κάθοδο προϋποθέτει είτε τη μεταφορά του από την έξοδο της ανόδου (συνήθης πρακτική), είτε την παραγωγή του από την καύση αερίων που προέρχονται πάλι από την άνοδο (Stefano Campanari, 2013). Ο ηλεκτρολύτης στα MCFCs είναι ένας συνδυασμός αλκαλικών ανθρακικών αλάτων, ενσωματωμένων σε κεραμική μήτρα LiAlO₂ και πιο συγκεκριμένα α- ή γ- LiAlO₂. Τα MCFCs λειτουργούν στους 600 με 700 °C, θερμοκρασίες στις οποίες τα ανθρακικά άλατα σχηματίζουν ένα τηγμένο άλας υψηλής αγωγιμότητας σε ιόντα CO₃²⁻. Η σύνθεση του ηλεκτρολύτη επηρεάζει την απόδοση και την αντοχή των MCFCs, ενώ είναι υπεύθυνος κατά ποσοστό μεγαλύτερο του 70% για τις απώλειες τάσης σε κάθε κελί λόγω ωμικής αντίστασης. Το Li₂CO₃ παρουσιάζει υψηλότερη ιοντική αγωγιμότητα συγκριτικά με το Na₂CO₃ και το K₂CO₃, όμως η διαλυτότητα και η ικανότητα διάχυσης αερίων μέσα από αυτό είναι χαμηλότερες. Σήμερα οι τύποι ηλεκτρολυτών που χρησιμοποιούνται κατά κόρον σε MCFCs είναι μίγματα ανθρακικού λιθίου και καλίου (Li₂CO₃/K₂CO₃ – 62:38 γραμμομοριακό ποσοστό) για λειτουργία υπό συνθήκες ατμοσφαιρικής πίεσης και μίγματα ανθρακικού λιθίου και νατρίου (Li₂CO₃/Na₂CO₃ – από 52:48 μέχρι 60:40 γραμμομοριακό ποσοστό) για λειτουργία υπό συνθήκες πιέσεων μεγαλύτερων της ατμοσφαιρικής (US DOE, 2002; Larminie et al., 2003; Yuh et al., 2002; Haile, 2003; Faroque et al., 2006).

Για να επιτευχθεί υψηλή αγωγιμότητα ηλεκτρολύτη χρειάζεται και υψηλή θερμοκρασία λειτουργίας στα MCFCs. Οι περισσότερες συστοιχίες αυτού του τύπου κυψελών καυσίμου λειτουργούν στους 650 °C, όπου επιτυγχάνεται η μέγιστη δυνατή απόδοση ταυτόχρονα με τη μέγιστη δυνατή διάρκεια ζωής συστοιχίας. Πάνω από τους 650 °C, παρατηρούνται αυξημένες απώλειες ηλεκτρολύτη λόγω εξάτμισης και προχωρημένη διάβρωση υλικών. Η τάση λειτουργίας των MCFCs ποικίλει και εξαρτάται από τη σύνθεση του μίγματος των αντιδρώντων αερίων. Από την ηλεκτροχημική αντίδραση της καθόδου προβλέπεται η κατανάλωση δύο γραμμομορίων CO₂ για κάθε γραμμομόριο O₂, αναλογία η οποία αντιστοιχεί στη βέλτιστη απόδοση από πλευράς καθόδου (US DOE, 2002; Larminie et al., 2003; Yuh et al., 2002).

Η αντοχή και η διάρκεια ζωής είναι σημαντικά θέματα που πρέπει να αντιμετωπιστούν σχετικά με την εμπορευματοποίηση των MCFCs. Υπό πλήρες φορτίο επιτυγχάνονται αποδόσεις της τάξεως του 55%, ενώ αντίθετα η απόδοση αυτή μειώνεται όταν λειτουργούν υπό μερικό φορτίο. Τα κοινά MCFCs λειτουργούν σε ένα εύρος 100 με 200 mA/cm² σε τάση 750 με 900 mV/κελί, πετυχαίνοντας πυκνότητες ισχύος ακόμα και μεγαλύτερες από 150 mW/cm² (US DOE, 2002; Larminie et al., 2003; Yuh et al., 2002).

Κυψέλες καυσίμου φωσφορικού οξέος (PAFCs)

Τα PAFCs αποτελούν την πρώτη εμπορική τεχνολογία κυψελών καυσίμου, ενώ αντιπροσώπευαν περίπου το 40% των εγκατεστημένων μονάδων το 2004 (Sammes et al., 2004). Τα περισσότερα επιδεικτικά συστήματα κυμαίνονται μεταξύ 50 και 200 kW, αλλά έχουν αναπτυχθεί επίσης μονάδες μικρότερης (1 – 10 kW, Mahendra Pareta et al., 2011) και μεγαλύτερης (1 – 10 MW) ονομαστικής ισχύος (Ghouse et al., 2000; Yang et al., 2002). Η διάρκεια ζωής τους κυμαίνεται γύρω στα 5 χρόνια. Η τεχνολογία κυψελών καυσίμου φωσφορικού οξέος είναι πλέον ώριμη, αλλά από την άλλη πλευρά απαιτείται αύξηση στην πυκνότητα ισχύος και μείωση του συνολικού κόστους, προκειμένου να καθιερωθούν ως οικονομικά ανταγωνιστικές (US DOE, 2002; Larminie et al., 2003; Haile, 2003).

Στα PAFCs ο αγωγίμος σε πρωτόνια ηλεκτρολύτης δεν είναι τίποτε άλλο παρά πυκνό H₃PO₄ (μέχρι και 100%) μέσα σε σιλικονούχα μήτρα. Η σταθερότητα του πυκνού H₃PO₄ είναι τόσο υψηλή ώστε να επιτρέπονται θερμοκρασίες λειτουργίας μέχρι τους

220 °C. Τα κοινά PAFCs λειτουργούν μεταξύ 150 και 220 °C, καθώς σε χαμηλότερες θερμοκρασίες το H_3PO_4 δεν εμφανίζει καλή ιοντική αγωγιμότητα ενώ και η απενεργοποίηση του καταλύτη της ανόδου (Pt) λόγω CO είναι σημαντική. Ο πιο ανεπτυγμένος και διαδεδομένος καταλύτης είναι Pt υποστηριζόμενη σε αιθάλη και μάλιστα με περιεκτικότητα Pt γύρω στα $0,1 \text{ mg/cm}^2$ για το ηλεκτρόδιο της ανόδου και γύρω στα $0,5 \text{ mg/cm}^2$ για το ηλεκτρόδιο της καθόδου.

Κατά τις εναλλαγές φορτίου παρατηρείται μεταφορά φωσφορικού οξέος από τη μήτρα στο χώρο μεταξύ των ηλεκτροδίων και της ίδιας της μήτρας. Αυτός είναι ένας από τους κυριότερους λόγους υποβάθμισης ολόκληρης της λειτουργίας της κυψέλης καυσίμου. Η απορρόφηση του παραγόμενου CO επηρεάζει αρνητικά τη λειτουργία του καταλύτη (Pt) ο οποίος είναι ενσωματωμένος στα ηλεκτρόδια. Η θερμοκρασία και η συγκέντρωση CO συνδέονται άρρηκτα με αυτό το φαινόμενο, καθώς τα παραγόμενα H_2S και COS μειώνουν σημαντικά την απόδοση του καταλύτη. Από την άλλη πλευρά, η αύξηση της πίεσης αυξάνει τη συνολική απόδοση της κυψέλης. Επίσης, η αύξηση της θερμοκρασίας ευνοεί τη λειτουργία (αύξηση τάσης λειτουργίας από 0,55 μέχρι 1,15 mV/ °C), καθώς βελτιώνονται η δραστηριότητα του καταλύτη, τα φαινόμενα μεταφοράς μάζας και η κινητική πολλών ηλεκτροχημικών αντιδράσεων, ενώ μειώνονται και οι απώλειες τάσης λόγω ωμικών αντιστάσεων (US DOE, 2002; Larminie et al., 2003).

Η πτώση τάσης σε ένα PAFC οφείλεται κυρίως στην ωμική αντίσταση των διαφόρων στρωμάτων, στην απενεργοποίηση του καταλύτη και στην αλλαγή της συγκέντρωσης του ηλεκτρολύτη λόγω απωλειών του ίδιου του συστήματος. Από την άλλη πλευρά, η τάση λειτουργίας αυξάνεται με την αύξηση της πυκνότητας του ηλεκτρικού ρεύματος κατά 0,45 με $0,75 \text{ mV/mA/cm}^2$ για λειτουργία υπό ατμοσφαιρική πίεση και κατά 0,4 με $0,5 \text{ mV/mA/cm}^2$ για μεγαλύτερες πιέσεις λειτουργίας (μέχρι 8 bar). Η πτώση τάσης που οφείλεται στο ηλεκτρόδιο της καθόδου γίνεται ακόμα μεγαλύτερη όταν χρησιμοποιείται ατμοσφαιρικός αέρας ως οξειδωτικό (560 mV στα 300 mA/cm^2), από ότι αν χρησιμοποιηθεί καθαρό οξυγόνο (480 mV στα 300 mA/cm^2). Η πτώση τάσης που οφείλεται στο ηλεκτρόδιο της ανόδου είναι πολύ μικρή αν χρησιμοποιηθεί καθαρό υδρογόνο ως καύσιμο τροφοδοσίας ($- 4 \text{ mV}$ στα 100 mA/cm^2). Η πτώση τάσης που οφείλεται στις ωμικές αντιστάσεις των διαφόρων στρωμάτων είναι πολύ μικρή και κυμαίνεται γύρω στα 12 mV στα 100 mA/cm^2 . Τα κοινά PAFCs λειτουργούν σε ένα εύρος πυκνότητας ηλεκτρικού ρεύματος από 100 μέχρι 450 mA/cm^2 με τάση στα 600 με 800 mV ανά κελί. Με αυτόν τον τρόπο επιτυγχάνονται

πυκνότητες ισχύος από 100 μέχρι 330 mW/cm² και αποδόσεις βάσει ηλεκτρικής ενέργειας από 40 μέχρι και 55% (HHV). Μία από τις κύριες περιοχές έρευνας είναι η επέκταση της διάρκειας ζωής των κελιών, ενώ στόχος παραμένει η διατήρηση καλής απόδοσης της συστοιχίας για 40.000 ώρες λειτουργίας (US DOE, 2002; Larminie et al., 2003; Staffell et al., 2007).

Αλκαλικές κυψέλες καυσίμου (AFCs)

Τα AFCs ήταν η πρώτη τεχνολογία κυψελών καυσίμου που βρήκε εφαρμογή σε πρακτικό επίπεδο (παροχή ισχύος στις διαστημικές αποστολές της NASA το 1960, US DOE, 2002). Το κύριο πλεονέκτημα των AFCs είναι η γρήγορη κινητική των ηλεκτροχημικών αντιδράσεων, η οποία οδηγεί σε υψηλότερες τάσεις κελιών και αποδόσεις συστήματος (Gouerec et al., 2004). Το πλεονέκτημα αυτό όμως περιορίζεται όταν ως καύσιμο τροφοδοσίας χρησιμοποιείται φυσικό αέριο (Staffell et al., 2007). Ο ηλεκτρολύτης είναι πυκνό διάλυμα KOH (85% κ.β.) για υψηλή θερμοκρασία λειτουργίας κυψέλης καυσίμου (~ 250 °C), ή αραιότερο διάλυμα της ίδιας ουσίας (35 – 50% κ.β.) για χαμηλότερες θερμοκρασίες λειτουργίας (< 120 °C). Ο ηλεκτρολύτης είναι ενσωματωμένος σε μήτρα αμιάντου. Το CO αποτελεί δηλητήριο, ενώ και το CO₂ αντιδρά με το KOH προς σχηματισμό K₂CO₃, το οποίο είναι επίσης επιβλαβές σε τέτοιο βαθμό που ακόμα και οι μικρές ποσότητες ατμοσφαιρικού CO₂ να κρίνονται απαγορευτικές. Η περιορισμένη διάρκεια ζωής (κυρίως λόγω παρουσίας ιχνών CO₂) μαζί με το κόστος απομάκρυνσης του CO₂ από τον αέρα και το καύσιμο, δικαιολογούν το μικρό αριθμό εταιρειών που δραστηριοποιούνται στον τομέα των AFCs και που στοχεύουν κυρίως σε εξειδικευμένες εφαρμογές (US DOE, 2002; Staffell et al., 2007; Price Waterhouse Coopers, 2006; Worldwide Fuel Cell Industry Survey, 2006). Παρόλα αυτά, οι προβλέψεις για το κόστος των AFCs φαίνονται πιο αισιόδοξες σε περίπτωση που τα βασικά υλικά και οι τεχνικές κατασκευής είναι τέτοιες που να οδηγούν σε χαμηλότερο κόστος παρασκευής (Staffell et al., 2007; McLean et al., 2001; Gulzow et al., 2004).

Ο καθαρισμός του υδρογόνου που πρόκειται να τροφοδοτηθεί στην άνοδο από ενώσεις άνθρακα, είναι πολύ σημαντικός για τη λειτουργία των AFCs (US DOE, 2002; Larminie et al., 2003). Τα κοινά AFCs λειτουργούν σε τάση από 0,6 μέχρι 0,85 V ανά κελί για πυκνότητα ηλεκτρικού ρεύματος από 100 μέχρι 250 mA/cm²,

αποδίδοντας πυκνότητα ισχύος από 60 μέχρι 180 mW/cm² – κυψέλες καυσίμου της εταιρείας UTC αποδίδουν 3,4 W/cm² στα 0,8 V και με πυκνότητα ρεύματος 4,3 A/cm² (Staffell et al., 2007; McLean et al., 2001; Staffell et al., 2007a). Η μη εμπορική αξιοποίηση των AFCs μέχρι τώρα οφείλεται σε προβλήματα που έχουν να κάνουν με τη διάρκεια ζωής τους και την υποβάθμιση λειτουργίας λόγω CO₂ (McLean et al., 2001; Gulzow et al., 2004). Κάποιες επιδεικτικές μονάδες παρουσιάζουν διάρκεια ζωής από 4.000 μέχρι 10.000 ώρες λειτουργίας (Staffell et al., 2007; Staffell et al., 2007a). Ο μέσος όρος της διάρκειας ζωής των συστοιχιών αλκαλικών κυψελών καυσίμου δεν ξεπερνά τις 4.000 ώρες. Για εφαρμογές μεγάλης κλίμακας, τα οικονομικά απαιτούν διάρκεια ζωής περισσότερο από 40.000 ώρες λειτουργίας, γεγονός που αποτελεί και το κύριο εμπόδιο για την εμπορική αξιοποίηση των AFCs (US DOE, 2002; Larminie et al., 2003).

1.1.4.2 Εκτιμήσεις κόστους και ανάπτυξη αγοράς κυψελών καυσίμου

Το κόστος απόκτησης μαζί με τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης αποτελούν πολύ κρίσιμους παράγοντες σχετικά με την εμπορική αξιοποίηση των κυψελών καυσίμου. Το κύριο στοιχείο του αρχικού κόστους για μια κυψέλη καυσίμου είναι το κόστος κατασκευής, το οποίο συνδέεται άρρηκτα με την ύπαρξη ή όχι γραμμής παραγωγής, το μέγεθος της γραμμής παραγωγής εφόσον υπάρχει και τις οικονομίες κλίμακας (Lipman et al., 2004; Hawkes et al., 2005; Alanne et al., 2006; Williams et al., 2004). Στον Πίνακα 1.1.4 (Tsuchiya, 2004) παρουσιάζεται μία εκτίμηση των επιμέρους παραμέτρων κόστους, που απαρτίζουν το συνολικό κόστος κατασκευής μιας συστοιχίας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM. Στον Πίνακα 1.1.5 παρουσιάζεται παρόμοια εκτίμηση κόστους για κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου και τηγμένου άνθρακα, οι οποίες χρησιμοποιούνται σε σταθερές εφαρμογές (IEA, 2005; Blesl et al., 2004; Alanne et al., 2006).

Σε πολλές περιπτώσεις το κόστος συστοιχίας μιας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM αποτελεί λιγότερο από το ένα τρίτο του συνολικού κόστους της κυψέλης καυσίμου, με το υπόλοιπο ποσοστό να απαρτίζεται από το κόστος επεξεργασίας καυσίμου, το κόστος αυτοματοποίησης και ελέγχου της μονάδας και το κόστος διαχείρισης ισχύος. Για κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου μικρής κλίμακας, το κόστος της συστοιχίας ανέρχεται σε ποσοστό 40 με 45% του συνολικού κόστους.

Πίνακας I.1.4: Εκτίμηση κόστους κατασκευής συστοιχίας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM (Tsuchiya, 2004)

	€/m ²	€/kW _e	Αναλογία (%)
Μεμβράνη	357	179	14
Ηλεκτρόδια	1016	509	39
Διπολική πλάκα	1179	589	45
Καταλύτης (Pt)	34	17	1
Περιφερειακά	11	6	0
Συναρμολόγηση		6	0
Σύνολο		1304	100

Πίνακας I.1.5: Εκτίμηση κόστους SOFCs και MCFCs κατανεμημένης παροχής ισχύος (Blesl et al., 2004)

	SOFC		MCFC	
	€/kW _e	Αναλογία (%)	€/kW _e	Αναλογία (%)
Συστοιχία	4714	42	4661	50
Λέβητας (boiler)	4672	41	2146	23
Σύστημα λειτουργίας	1231	11	820	9
Αναμορφωτής	52	0	544	6
Εναλλάκτης θερμότητας	274	2	286	3
Καυστήρας	109	1	258	3
Παροχή αέρα	118	1	31	0
Αντιστροφέας	151	1	88	1
Πλαίσιο ενσωμάτωσης	0	0	500	5
Σύνολο	11319		9334	

Το κόστος κατασκευής μιας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM, εκτός των παραμέτρων που προαναφέρθηκαν, εξαρτάται και από τις απαιτήσεις σε ηλεκτρονικά ισχύος και την ύπαρξη ή όχι αναμορφωτή στο ίδιο σύστημα. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι οι τιμές λιανικής πώλησης για μονάδες γύρω στα 250 kW ποικίλουν μεταξύ 3.000 και 6.000 \$/kW (Cotrell et al., 2003, Fuel Cells, 2000). Λαμβάνοντας υπόψη αυτές τις τιμές κόστους και το γεγονός ότι είναι δύσκολο να εκτιμηθούν περιθώρια κέρδους καθώς και το κόστος για την έρευνα και ανάπτυξη, αναφέρεται πως το κόστος λιανικής

μικρότερων μονάδων (μέχρι 5 kW) κυμαίνεται μεταξύ 10.000 και 50.000 €/kW_e, ενώ το κόστος μεγαλύτερων μεταξύ 5.000 και 18.000 €/kW_e (Pehnt et al., 2004).

Σε μελέτη του 2002 αναφέρεται εκτίμηση κόστους παραγωγής κυψελών καυσίμου τύπου PEM στα 100 €/kW_e για γραμμή παραγωγής 500.000 μονάδων ανά έτος (Bar-On et al., 2002). Από την εταιρεία Ballard (2005) υπάρχουν ισχυρισμοί βάσει των οποίων το κόστος κατασκευής κυψελών καυσίμου τύπου PEM μπορεί να μειωθεί στα 75 €/kW_e για την προαναφερθείσα γραμμή παραγωγής και με την υπάρχουσα τεχνολογία, ενώ υπάρχουν και στόχοι για μείωση μέχρι και 20 €/kW_e (IEA, 2005; Ballard, 2005).

Περαιτέρω έρευνα μπορεί να οδηγήσει σε ανάπτυξη νέων υλικών με σκοπό τη μείωση του κόστους κυρίως των μεμβρανών και των διπολικών πλακών, αλλά και όλων των υπόλοιπων στοιχείων που απαρτίζουν μια κυψέλη καυσίμου. Επίσης, με την ανάπτυξη νέων υλικών αυξάνονται τα όρια θερμοκρασιακής λειτουργίας με αποτέλεσμα τη μείωση της απαιτούμενης ποσότητας καταλύτη (Pt) και άρα του συνολικού κόστους. Νέες δομές ηλεκτροδίων και πιο εξελιγμένα και αποδοτικά μέσα διάχυσης οδηγούν σε αυξημένη πυκνότητα ισχύος, κάτι που επίσης συνεπάγεται μικρότερη ποσότητα καταλύτη (IEA, 2005; Gasteiger et al., 2005; De Castro et al., 2004).

Στους Πίνακες I.1.6 και I.1.7 παρουσιάζονται εκτιμήσεις κόστους για κυψέλες καυσίμου τύπου PEM, στερεού οξειδίου και τηγμένου άνθρακα, οι οποίες είναι μεγάλης κλίμακας και προέρχονται από μαζική παραγωγή:

Πίνακας I.1.6: Εκτιμήσεις κόστους συστοιχίας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM για μαζική παραγωγή 250.000 kW_e ανά έτος (Tsuchiya, 2004)

	€/m ²	€/kW _e	Αναλογία (%)
Μεμβράνη	36	9 – 12	16 – 25
Ηλεκτρόδια	69 – 107	17 – 36	48 – 49
Διπολική πλάκα	25 – 65	6 – 21	17 – 29
Καταλύτης (Pt)	6	1 – 2	3 – 4
Περιφερειακά	3	1	1 – 2
Συναρμολόγηση		1	2 – 4
Σύνολο		36 – 74	100

Πίνακας I.1.7: Εκτιμήσεις κόστους για συστήματα SOFC και MCFC των 200 kW (Blesl et al., 2004)

	SOFC (200 kW)		MCFC (200 kW)	
	€/kWe	Αναλογία (%)	€/kWe	Αναλογία (%)
Συστοιχία	396	33	418	35
Λέβητας (boiler)	382	32	311	26
Σύστημα λειτουργίας	104	9	119	10
Αναμορφωτής	52	4	44	4
Εναλλάκτης θερμότητας	66	6	60	5
Καυστήρας	38	3	47	4
Παροχή αέρα	38	3	9	1
Αντιστροφέας	66	6	69	6
Πλαίσιο ενσωμάτωσης	42	4	101	9
Σύνολο	1184		1179	

Σύμφωνα με αυτά που προαναφέρθηκαν, είναι πιθανό το κόστος των συστοιχιών κυψελών καυσίμου τύπου PEM να μειωθεί ακόμα και κάτω από 70 €/kWe στο κοντινό μέλλον. Υπάρχει επίσης περαιτέρω δυνατότητα μείωσης του κόστους στα 40 €/kWe σε περίπτωση που η πυκνότητα ισχύος αυξηθεί στα 4 kW_e/m² και παράλληλα χρησιμοποιηθούν φθηνότερα ηλεκτρόδια και διπολικές πλάκες. Όμως, εκτιμάται ότι η μείωση του κόστους σε αυτά τα επίπεδα δεν μπορεί να επιτευχθεί με σταδιακές βελτιώσεις των υπαρχόντων τεχνολογιών, ενώ εκτός από νέες τεχνολογίες παραγωγής μεμβρανών, ηλεκτροδίων, διπολικών πλακών και γενικότερα κατάλληλων υλικών, απαιτούνται ακόμα μεγαλύτερες πυκνότητες ρεύματος, αποδόσεις συστημάτων και διάρκειες ζωής (IEA, 2005). Με την υπάρχουσα τεχνολογία τα κελιά των συστοιχιών κυψελών καυσίμου φτάνουν σε πυκνότητες ρεύματος από 0,3 μέχρι 0,6 A/cm² σε τάσεις από 0,6 μέχρι 0,7V, επιτυγχάνοντας έτσι πυκνότητες ισχύος από 1,8 μέχρι 4,2 kW_e/m² (M.O. 2 kW_e/m²). Πυκνότητες ισχύος στα 3 kW_e/m² επιτυγχάνονται με λίγες βελτιώσεις επί της υπάρχουσας τεχνολογίας. Από την άλλη πλευρά, για πυκνότητες ισχύος μεγαλύτερες των 4 kW_e/m² απαιτείται περαιτέρω βελτίωση στα υλικά των μεμβρανών.

Σημαντική μείωση του κόστους των κυψελών καυσίμου θα επιτευχθεί όταν υπάρξει μαζική γραμμή παραγωγής και μάλιστα με μεγάλο αριθμό μονάδων ανά μονάδα χρόνου. Ειδικότερα για συστήματα κυψελών καυσίμου στερεού οξειδίου τα οποία τροφοδοτούνται με φυσικό αέριο, εκτιμάται ότι το κόστος θα κυμαίνεται μεταξύ 725

και 1400 €/kW_e (ανάλογα με το μέγεθος), σε περίπτωση που υπάρξει μαζική παραγωγή 500.000 μονάδων (IEA, 2005).

Στους Πίνακες I.1.8 και I.1.9 παρουσιάζονται αντίστοιχα μία σύγκριση συμβατικών συστημάτων συμπαραγωγής με κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου (IEA, 2005) και δεδομένα κόστους και λειτουργίας για διάφορους τύπους κυψελών καυσίμου μέχρι 5 kW_e (Staffell et al., 2007).

Πίνακας I.1.8: Σύγκριση συμβατικών συστημάτων συμπαραγωγής με SOFCs (IEA, 2005)

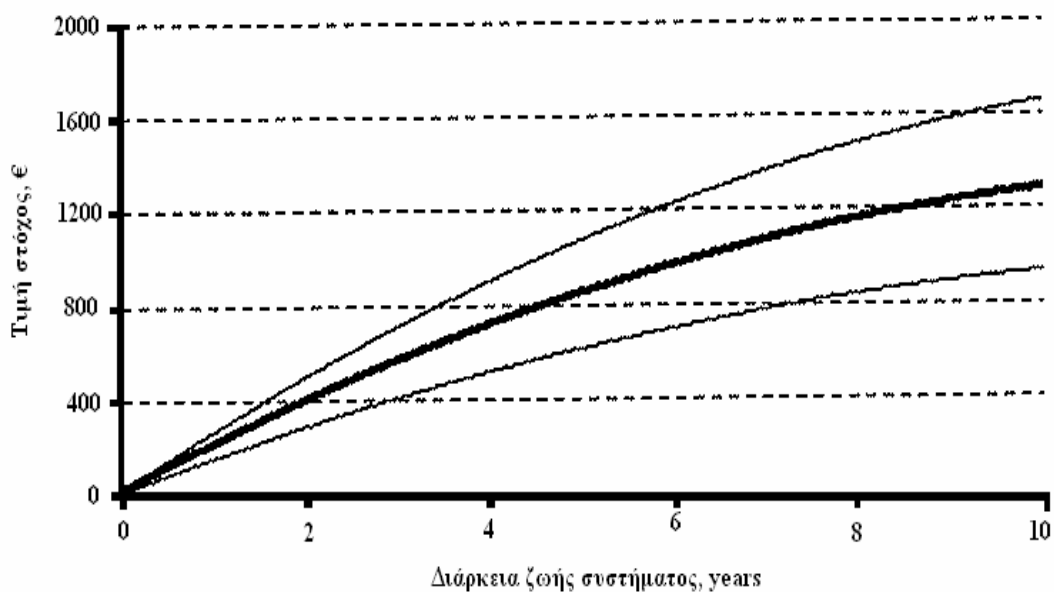
	Συμβατικά συστήματα	SOFCs 2010	SOFCs 2030
Κόστος επένδυσης, €/kW	1000	5000	1000
Ηλεκτρική ισχύς, kW _e	200	200	200
Θερμική ισχύς, kW _{th}	326	244	164
Ηλεκτρική απόδοση, %	38	45	55
Συνολική απόδοση (ηλ. + θερμική), %	90	85	90
Κόστος συντήρησης, €/kWh	1,5	2,5	0,5

Πίνακας I.1.9: Δεδομένα λειτουργίας και κόστους κυψελών καυσίμου μέχρι 5 kW_e (Staffell et al., 2007)

	PEMFCs	SOFCs	PAFCs	AFCs
Τάση λειτουργίας, V	0,59 – 0,73	0,63 – 0,75	0,64 – 0,72	0,64 – 0,82
Πυκνότητα ρεύματος, A/cm ²	0,40 – 0,90	0,32 – 0,67	0,16 – 0,31	0,09 – 0,24
Πυκνότητα ισχύος, W/cm ²	0,27 – 0,56	0,22 – 0,46	0,11 – 0,21	0,06 – 0,18
Απόδοση συστοιχίας, % HHV	36,5 – 50,0	42,0 – 64,5	40,5 – 54,5	42,5 – 49,5
Απόδοση συστήματος, % HHV	23,0 – 31,5	27,0 – 41,5	26,0 – 35,0	27,0 – 32,0
Συνολική απόδοση, % HHV	63,5 – 81,5	67,0 – 71,0	74,0 – 87,0	~ 87,0
Διάρκεια ζωής, kh	7 – 21	15 – 59	30 – 53	4 – 8
Διάρκεια ζωής, years	0,7 – 2,4	1,7 – 6,7	3,5 – 6,1	0,5 – 0,9
Πτώση τάσης, mV/year	13,1 – 74,5	28,0 – 73,6	14,9 – 39,4	78,8 – 254
Πτώση τάσης, %/year	2 – 11	4 – 10	2 – 6	11 – 35
Κόστος συστοιχίας, €/kW _e	300 – 900	200 – 600		150 – 600
Κόστος συστήματος, €/kW _e	530 – 1130	680 – 1080	2500 – 5000	375 – 825
Τιμή στόχος (λιανικής), €/kW	220 – 440	510 – 970	660 – 1100	120 – 230

Στον Πίνακα I.1.9, η απόδοση συστήματος συμπεριλαμβάνει όλες τις απώλειες της κυψέλης καυσίμου (βοηθητικός εξοπλισμός, μετασηματιστές, αντιστροφείς), ενώ ταυτόχρονα δεν συμπεριλαμβάνει συμπαραγωγή. Στη συνολική απόδοση αντίστοιχα συμπεριλαμβάνεται συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας. Οι εκτιμήσεις κόστους που αναφέρονται προϋποθέτουν μαζική παραγωγή συστημάτων κυψελών καυσίμου οι οποίες ενσωματώνουν σύγχρονη τεχνολογία και εξελιγμένα υλικά. Αντίθετα με τις τιμές στόχο που εμφανίζονται στον ίδιο πίνακα, οι τιμές λιανικής για επιδεικτικά συστήματα κυψελών καυσίμου το 2007 κυμαίνονταν μεταξύ 10.000 και 100.000 €/kW_e (Staffell et al., 2007).

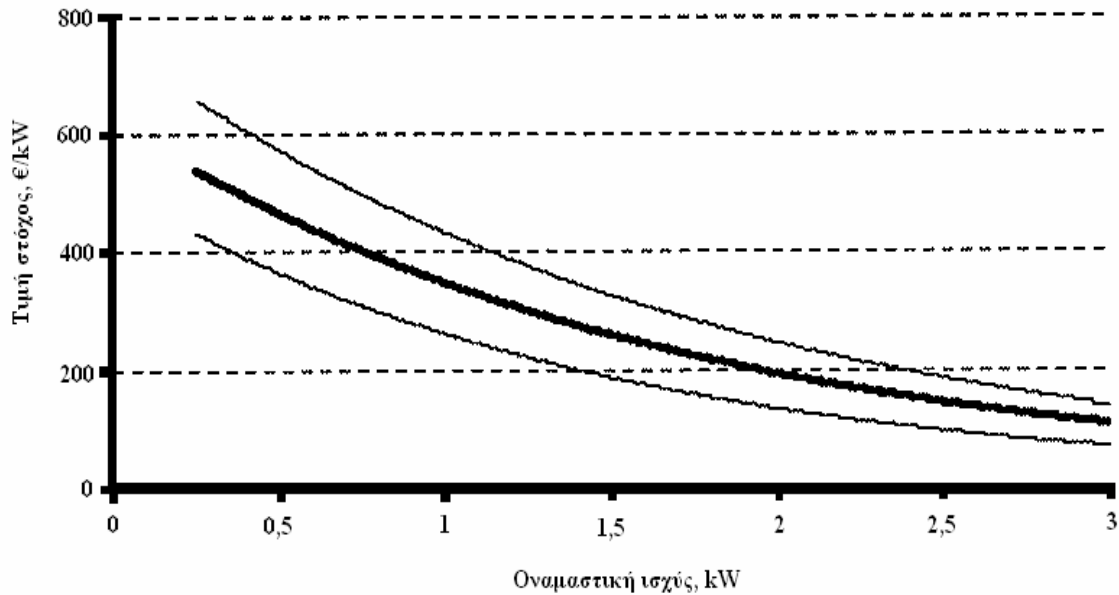
Το κόστος που θα καθιερώσει τις κυψέλες καυσίμου εμπορικά ανταγωνίσιμες με τις συμβατικές μονάδες, εξαρτάται φυσικά από το ίδιο το κόστος των ανταγωνιστικών τεχνολογιών. Εξαιτίας των υψηλών τους αποδόσεων, οι κυψέλες καυσίμου μπορούν να καθιερωθούν με 20 – 30 % υψηλότερο κόστος σχετικά με άλλα ανταγωνιστικά συστήματα, με τη διαφορά αυτή να μεγαλώνει όταν πρόκειται για μικρότερα συστήματα. Για οικιακές εφαρμογές (μέχρι 5 kW), οι υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας εκτιμάται ότι καθιερώνουν στα όρια του ανεκτού για τις κυψέλες καυσίμου το κόστος των 2.000 €/kW_e (Pehnt et al., 2004; Hawkes et al., 2005).



Διάγραμμα I.1.4: Εκτιμώμενη επίπτωση της διάρκειας ζωής των κυψελών καυσίμου στην τιμή στόχο για ανταγωνιστική εμπορική αξιοποίηση (μαζί με την τυπική απόκλιση, Staffell et al., 2007)

Η εκτεταμένη χρήση και ο μεγάλος αριθμός κύκλων εκκίνησης – διακοπής λειτουργίας συστημάτων συμπαραγωγής, επηρεάζουν αρνητικά τη λειτουργία τους. Επιπροσθέτως, η υψηλή συνολική απόδοση οδηγεί σε χαμηλότερη κατανάλωση καυσίμου, ενώ και η μεγαλύτερη διάρκεια ζωής οδηγεί σε μικρότερο κόστος κεφαλαίου ανά χρόνο.

Μία πιθανή ένδειξη της αγοράς κάθε τύπου κυψέλης καυσίμου μπορεί να προκύψει με τη σύγκριση των τιμών που τίθενται ως στόχοι για εμπορευματοποίηση με τις εκτιμήσεις κόστους γραμμής παραγωγής μεγάλης κλίμακας και μεγάλων μονάδων. Έτσι, σύμφωνα με υποθέσεις του 2007 (Staffell et al., 2007), οι αλκαλικές κυψέλες καυσίμου και οι κυψέλες καυσίμου φωσφορικού οξέος αναμένεται να κοστίζουν περισσότερο από ότι απαιτείται για να είναι ανταγωνίστηκες. Αντίθετα, οι κυψέλες καυσίμου τύπου PEM και οι κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου φαίνεται να καλύπτουν αυτή τη διαφορά. Αναφέρεται επίσης πως η εκτιμώμενη διάρκεια ζωής των αλκαλικών κυψελών καυσίμου και των κυψελών καυσίμου τύπου PEM, φαίνεται να είναι μικρότερη από το χρόνο απόσβεσής τους. Στις κυψέλες καυσίμου τύπου PEM έχει γίνει η μεγαλύτερη εμπορική και διαφημιστική εκστρατεία συγκριτικά με άλλους τύπους, ενώ είναι και υπεύθυνες για τη μεγάλη υποκίνηση του κοινού ενδιαφέροντος πάνω σε αυτού του τύπου την τεχνολογία την τελευταία δεκαετία. Έτσι, το μεγαλύτερο ποσοστό της επιστημονικής και εμπορικής δραστηριότητας παγκοσμίως, εστιάζει στην τεχνολογία των PEMFCs (Price Waterhouse Coopers, 2007), στοχεύοντας στην όσο το δυνατόν καλύτερη αποτύπωση των βελτιώσεων που απαιτούνται έτσι ώστε η εξάπλωσή τους να είναι ευρεία.



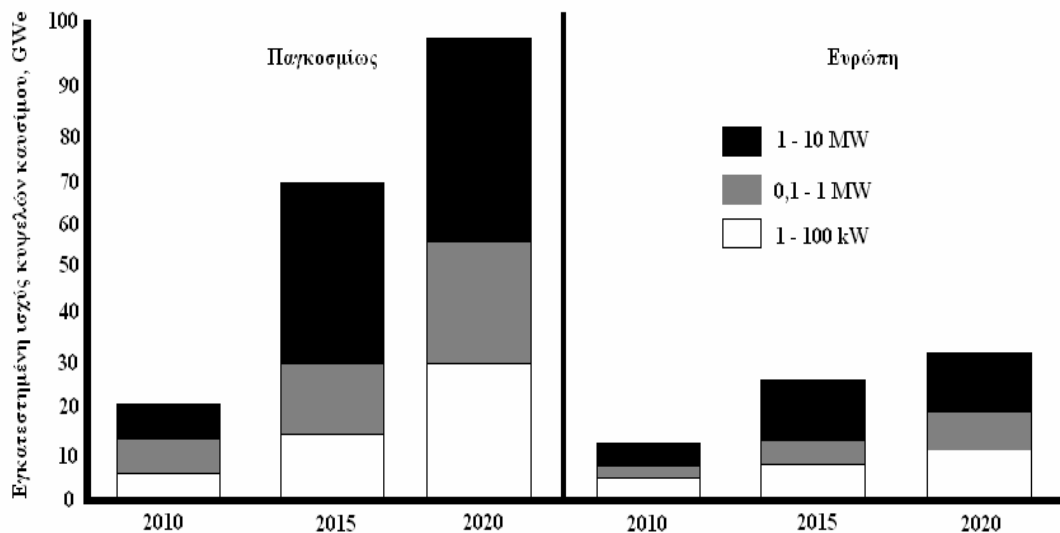
Διάγραμμα I.1.5: Εκτίμηση της επίπτωσης της ονομαστικής ισχύος κυψελών καυσίμου στην τιμή στόχο για ανταγωνιστική εμπορική αξιοποίηση (μαζί με την τυπική απόκλιση, Staffell et al., 2007)

Οι εκτιμήσεις για στατικά συστήματα είναι πιο επιφυλακτικές λόγω των διαφορετικών κριτηρίων σχεδιασμού, ειδικότερα εξαιτίας της ανάγκης για περισσότερο βοηθητικό εξοπλισμό και μικρότερης πυκνότητας ισχύος. Πολλά από τα πλεονεκτήματα των κυψελών καυσίμου τύπου PEM οδήγησαν στην εκμετάλλευση των κυψελών καυσίμου αυτού του τύπου από τον τομέα των μεταφορών. Τα πλεονεκτήματα αυτά είναι η υψηλή πυκνότητα ισχύος, η ευρωστία του μηχανολογικού εξοπλισμού και οι χαμηλές θερμοκρασίες λειτουργίας. Αυτά τα χαρακτηριστικά είναι που κίνησαν και το ενδιαφέρον των κατασκευαστών σταθερών και αποκεντρωμένων συστημάτων συμπαραγωγής. Φυσικά και δεν αποτελούν μειονέκτημα για σταθερές εφαρμογές, αλλά η συνολική απόδοσή τους φαίνεται να επιτυγχάνεται και με άλλου τύπου κυψέλες καυσίμου χαμηλών θερμοκρασιών λειτουργίας (Staffell et al., 2007).

Η διάρκεια ζωής ενός συστήματος (Διάγραμμα I.1.4) και η ονομαστική ισχύς του (Διάγραμμα I.1.5) έχουν τη μεγαλύτερη επίπτωση στην τιμή στόχος, προκειμένου να υπάρξει ανταγωνιστική εμπορική αξιοποίηση. Η διάρκεια ζωής ευθύνεται ακόμα και για τις διαφορές στις τιμές αυτές μεταξύ διαφορετικών τύπων κυψελών καυσίμου. Ένα τυπικό εύρος κόστους που εμφανίζεται σε έρευνες προκειμένου κυψέλες

καυσίμου συμπαγωγής να καθιερωθούν ως εμπορικά ανταγωνιστικές είναι από 300 μέχρι 700 €/kW (Kendall et al., 2003). Μικρής σημασίας φαίνεται να είναι οι διαφορές στην επιμέρους (βάσει ηλεκτρικής ενέργειας μόνο) και τη συνολική απόδοση μεταξύ των διαφόρων τύπων κυψελών καυσίμου. Εν κατακλείδι, προοπτική να φτάσουν σε ανταγωνιστικές τιμές στόχους έχουν μόνο τα PEMFCs και τα SOFCs. Είναι σημαντικό όμως για τους τύπους αυτούς να ενσωματωθούν σε γραμμές παραγωγής και μάλιστα αυξημένης δυναμικότητας (Staffell et al., 2007).

Το κόστος κατασκευής των κυψελών καυσίμου και συνάμα η τιμή λιανικής πώλησής τους εξαρτάται άμεσα από το μέγεθος της εγκατεστημένης γραμμής παραγωγής και τη σχετική εμπειρία που αποκτάται με τον καιρό λειτουργίας της. Το μέγεθος της κάθε γραμμής παραγωγής εξαρτάται με τη σειρά του από την εμπορική αξιοποίηση των κυψελών καυσίμου, η οποία συνδέεται άμεσα με το αν η τιμή τους είναι ανταγωνιστική. Σε αυτά τα πλαίσια, η εξέλιξη της βιομηχανίας κυψελών καυσίμου αποτελεί δείκτη πρόβλεψης για την ανάπτυξη της αγοράς των ίδιων των κυψελών καυσίμου και έτσι αποκτά ξεχωριστή σημασία. Με αυτό το δείκτη εκτιμά και αξιολογεί κανείς την ανάπτυξη της αγοράς κυψελών καυσίμου μέχρι τώρα, αλλά μπορεί να κάνει και εκτιμήσεις δυνατοτήτων στο βραχυπρόθεσμο μέλλον (Pehnt et al., 2004).



Διάγραμμα I.1.6: Πρόβλεψη του UNEP για τη συνολικά εγκατεστημένη ισχύ διεσπαρμένων κυψελών καυσίμου (United Nations Environment Programme, UNEP, 2002)

Η εμπορική αξιοποίηση μιας νέας τεχνολογίας αποτελεί από μόνη της μια πρόκληση και ταυτόχρονα μια αβέβαιη διεργασία. Παρομοίως, η αναδυόμενη βιομηχανία των κυψελών καυσίμου βιώνει πληθώρα τεχνικών αβεβαιοτήτων και προβλημάτων σχετικά με την αγορά και την εμπορία, προκειμένου να μπορέσει να περάσει από τις δραστηριότητες έρευνας και ανάπτυξης στην παραγωγή, την πλήρη εισαγωγή στην αγορά και τέλος στις πωλήσεις. Η φάση πριν την εμπορική αξιοποίηση μιας νέας τεχνολογίας είναι αβέβαιη ενώ αποτελεί σαφή και συνεχή πρόκληση. Μεταξύ των άλλων, η βιομηχανία κυψελών καυσίμου έχει να αντιμετωπίσει τις μεγάλες χρονικές περιόδους απόσβεσης καθώς και την ποικιλομορφία των πιθανών επενδύσεων. Η διεργασία ανάπτυξης της αγοράς των κυψελών καυσίμου βρίσκεται σε μια αρχική ρευστή φάση, η οποία χαρακτηρίζεται από υψηλό βαθμό αβεβαιότητας σχετικά με βασικά ερωτήματα που έχουν να κάνουν με το αν αυτή η εναλλακτική τεχνολογία θα γίνει αποδεκτή στην αγορά και τότε (Price Waterhouse Coopers, 2006; Worldwide Fuel Cell Industry Survey, 2006; HellmAna et al., 2007).

Σε αυτό το στάδιο απαιτούνται εκτεταμένες επενδύσεις στην έρευνα και ανάπτυξη καθώς και σταδιακή ανάπτυξη της παραγωγικής ικανότητας. Παρόλα αυτά, η αγορά των κυψελών καυσίμου είναι σχεδόν ανύπαρκτη προς το παρόν. Οι εταιρείες κυψελών καυσίμου έχουν να διαχειριστούν το μεγάλο χρόνο απόσβεσης των μονάδων και στηρίζονται κυρίως σε επιδοτούμενα προγράμματα, χρηματοδοτήσεις νέων εταιρειών και επιπλέον επιδοτήσεις για περαιτέρω έρευνα και ανάπτυξη. Ωστόσο, η βιομηχανία κυψελών καυσίμου παραθέτει την τεχνική πρόοδό της και συνάμα τις πωλήσεις της σε μια νέα αγορά, γεγονός που υποδηλώνει δυνατότητες για μια φαινομενικά δύσκολη και αποτρεπτική βιομηχανία (HellmAna et al., 2007). Για την επιτυχή εμπορευματοποίηση των κυψελών καυσίμου αναμένεται ότι θα απαιτείται σημαντικό ποσό των επενδύσεων. Σε περίπτωση νεοσύστατης εταιρείας αυτό συχνά μεταφράζεται σε πολλούς γύρους άντλησης νέων κεφαλαίων και μάλιστα πρέπει να ληφθεί υπόψη και το γεγονός ότι σε κάθε επόμενη άντληση απαιτούνται περισσότερα χρήματα, καθώς η εταιρεία αναπτύσσει το προϊόν της και διευρύνει το εργατικό δυναμικό της. Η χρηματοδότηση των εταιρειών κυψελών καυσίμου ως καινοτόμες επιχειρήσεις θα παραμείνει δύσκολη στο εγγύς μέλλον (Doran et al., 2003).

1.2. Τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας σε συστήματα παροχής ισχύος

1.2.1 Εισαγωγή

Η διαλείπουσα φύση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) αποτελεί ένα από τα κυριότερα εμπόδια στην αύξηση της διείσδυσης των ίδιων των ΑΠΕ ειδικότερα σε μη-διασυνδεδεμένα συστήματα παροχής ισχύος. Δυστυχώς η ζήτηση ενέργειας δε συμβαδίζει με την προσφορά από τις ΑΠΕ, δημιουργώντας έτσι είτε έλλειψη είτε περίσσεια ενέργειας που προέρχεται προφανώς από τις ίδιες τις ΑΠΕ. Οι θερμικές μονάδες που λειτουργούν προς κάλυψη του μεγαλύτερου μέρους του φορτίου δεν είναι δυνατόν να ελαττώσουν την αποδιδόμενη ισχύ τους κάτω από ένα συγκεκριμένο όριο. Επίσης, σε υβριδικά συστήματα παροχής ισχύος σε μεγάλα νησιά, πολύ συχνά οι θερμικές μονάδες δεν είναι δυνατόν να σταματούν και να ξεκινούν ανάμεσα σε μικρά χρονικά διαστήματα και ανάλογα με τη διακύμανση του δυναμικού των ΑΠΕ. Ακόμα, δεν είναι εφικτό να ακολουθούν τις πολλές φορές σύντομες και απότομες εναλλαγές στη ζήτηση και την προσφορά ενέργειας. Οι λόγοι που αναφέρονται παραπάνω αποτελούν εμπόδια στη διείσδυση των ΑΠΕ ειδικότερα σε συστήματα παροχής ισχύος νησιών.

Αυτά που μπορεί να προσφέρει η αποθήκευση ενέργειας σε ένα σύστημα παροχής ισχύος είναι η υποστήριξη λειτουργίας του μέσω της απορρόφησης ενέργειας όταν υπάρχει πλεονασμός και αντίστοιχα η απόδοση ισχύος προς κάλυψη των αναγκών, όταν υπάρχει έλλειψη παροχής από τις πρωταρχικές πηγές. Έτσι ο συνδυασμός ΑΠΕ και τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας σε ένα σύστημα παροχής ισχύος είναι σημαντικός αφού υποστηρίζεται η συνολική λειτουργία ενώ αυξάνεται και η διείσδυση των ΑΠΕ στο ίδιο το σύστημα.

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά των τεχνολογιών που χρησιμοποιούνται σήμερα ως μέσα αποθήκευσης ενέργειας σε συστήματα παροχής ισχύος.

Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας μπορούν να παίξουν πολλαπλό ρόλο σε ένα σύστημα παροχής ισχύος, αλλά είναι ευρέως διαδεδομένο στην επιστημονική κοινότητα ότι κατά τη λεπτομερή αξιολόγησή τους δεν ανταποκρίνονται πιστά ή επαρκώς στον πολλαπλό αυτό ρόλο. Μπορούν για παράδειγμα να συνεισφέρουν στη μείωση του περιορισμού των ΑΠΕ ή στην υποστήριξη της λειτουργίας ολόκληρου

συστήματος παροχής ισχύος μέσω ανόρθωσης του επιπέδου της τάσης. Ο πολλαπλός ρόλος των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας δεν αναγνωρίζεται από τις αρμόδιες αρχές αν ληφθούν υπόψη οι κώδικες και τα πρότυπα που αναφέρονται από τις κατά τόπους ρυθμιστικές αρχές (Wals and Hedriks, 2004).

Αναφορές της αρμόδιας αρχής εμπορίου και βιομηχανίας του Ηνωμένου Βασιλείου (DTI, 2006; DTI, 2004) παρουσιάζουν τη σημαντικότητα και τη συνεισφορά που έχει η αποθήκευση ενέργειας στην ενίσχυση της ασφάλειας παροχής ισχύος μέσω του δικτύου της χώρας, καθώς και στη διαχείριση της αβεβαιότητας εξ' αιτίας της συμμετοχής των ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα ενός από τα μεγαλύτερα νησιά στην Ευρώπη. Οι αναφορές εστιάζουν στη συνεισφορά της αποθήκευσης ενέργειας στην αύξηση σε διάφορα επίπεδα της διείσδυσης των ΑΠΕ ενάντια στην υπάρχουσα τεχνολογία αεριοστροβίλων ανοιχτού κύκλου (Open Cycle Gas Turbines, OCGT).

Τα συμπεράσματα και τα αποτελέσματα επικεντρώνονται στα ακόλουθα:

1. Μείωση του κόστους καυσίμου
2. Μείωση εκπομπών
3. Αύξηση της απορρόφησης της αιολικής ενέργειας

Συμπληρωματικά των παραπάνω μελετών, οι οποίες αναφέρονται στο συνδυασμό αποθήκευσης ενέργειας και ΑΠΕ, παρατίθεται άλλη μία αναφορά (Kelsey, 2006) η οποία είναι σχετική με το συνδυασμό της αγοράς φωτοβολταϊκών συστημάτων με διασπαρμένες εφαρμογές αποθήκευσης ενέργειας σε ενιαίο δίκτυο.

Πολλές μελέτες προηγούμενων ετών έχουν πραγματοποιηθεί για την αποθήκευση ενέργειας σε αυτόνομα συστήματα παροχής ισχύος. Σε μία από αυτές, έχει προταθεί ο διαχωρισμός του προβλήματος της μονάδας δέσμευσης ενέργειας από το πρόβλημα διαχείρισης των μπαταριών (Bakirtzis and Dokopoulos, 1988). Σε κάποια άλλη μελετάται η προσθήκη μπαταριών σε ένα αυτόνομο σύστημα παροχής ισχύος με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ, ενώ σχετικά με την αποθήκευση ενέργειας υπολογίζεται και το συνολικό όφελος που υπάρχει συγκρινόμενο με το μέσο κόστος του συστήματος παροχής ισχύος (Kabouris, 1992). Σε μία τέτοια περίπτωση δεν συνυπολογίζεται το όφελος που πιθανόν να υπάρξει αν η απόδοση της αποθηκευμένης ενέργειας γίνει σε περιόδους τέτοιες που να αποτρέπεται η μεταφορά μονάδων παροχής ισχύος σε απομακρυσμένα μέρη. Επιπροσθέτως, έχει μελετηθεί η επίπτωση της αποθήκευσης ενέργειας στην ασφάλεια παροχής και στην οικονομική

λειτουργία της Κύθνου (Tsikalakis et al., 2004). Για το ίδιο νησί έχει μελετηθεί ο αντίκτυπος διαχείρισης μονάδων αφαλάτωσης (Psychogiopoulos et al., 2008).

Συνοψίζοντας, οι πιθανές εφαρμογές που μπορούν να έχουν τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας σε συστήματα παροχής ισχύος, μπορούν να ικανοποιούνται από το ίδιο το μέσο αποθήκευσης, είτε συγχρόνως είτε σε διαφορετικές περιόδους. Οι πιθανές αυτές εφαρμογές μπορούν να υπάρξουν κυρίως στον τομέα των ΑΠΕ:

- Χρήση μέσου αποθήκευσης ενέργειας για την εξομάλυνση των ΑΠΕ και για την αποδοτική συμμετοχή τους στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (Edgardo et al., 2004; Bathurst and Strbac, 2003), όπου η ενέργεια προερχόμενη από ΑΠΕ θα μπορεί να αποθηκεύεται κατά τη διάρκεια περιόδων χαμηλού κόστους και να αποδίδεται κατά τη διάρκεια περιόδων υψηλού κόστους.
- Μείωση της ενέργειας που περικόπτεται η οποία προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές, αποθήκευση ενέργειας για μελλοντική χρήση όταν η πρωταρχική πηγή παραγωγής δεν θα είναι διαθέσιμη εφαρμογή η οποία είναι συνήθης σε μικρά αυτόνομα συστήματα παροχής ισχύος και σε νησιά.
- Αναβολή επενδύσεων σε ηλεκτρικά δίκτυα διανομής ειδικά αν υπάρχει ήδη συνδυασμός ΑΠΕ με μέσο αποθήκευσης ενέργειας και έχει επιλεγεί και η κατάλληλη θέση για την εγκατάσταση.

Στον Πίνακα I.2.1 παρουσιάζονται αντιπροσωπευτικές μονάδες αποθήκευσης ενέργειας και το μέσο με το οποίο επιτυγχάνεται τελικά η αποθήκευση ενέργειας. Στην Εικόνα I.2.1 παρουσιάζονται διάφοροι μέθοδοι αποθήκευσης ενέργειας σχετικά όμως με το μέγεθός τους, την τεχνολογική ωριμότητα στην οποία βρίσκονται και τις εφαρμογές που μπορεί να έχουν.

Πίνακας I.2.1: Μέσο αποθήκευσης ενέργειας και αντιπροσωπευτικές μονάδες

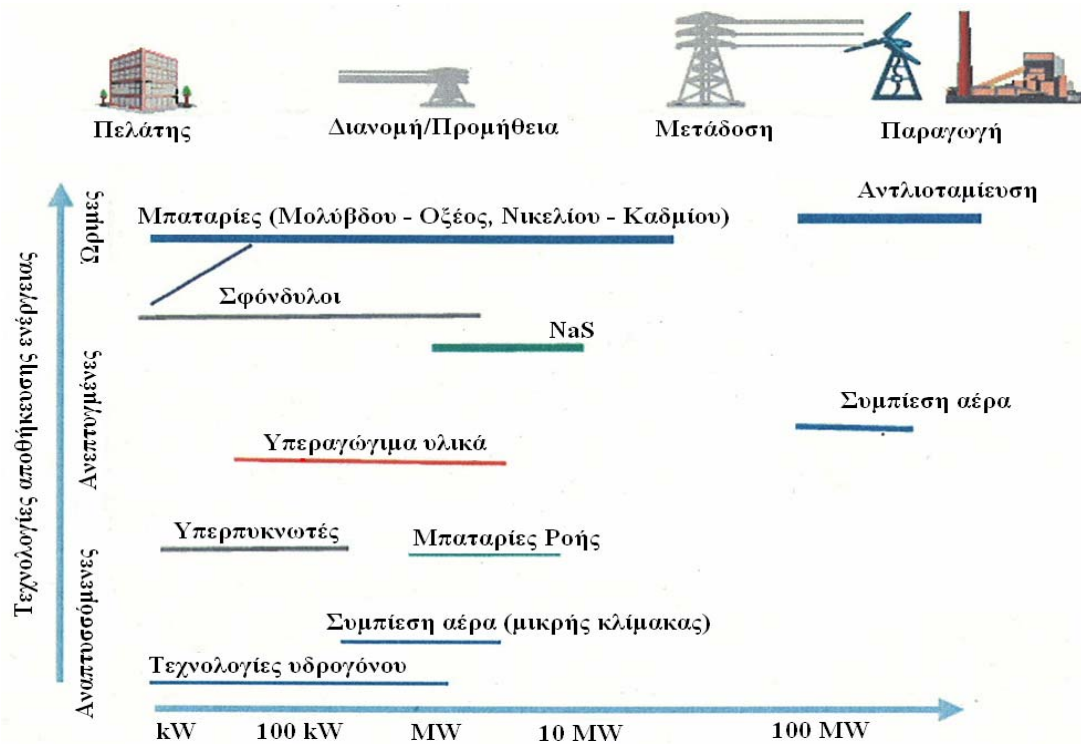
Μέσο αποθήκευσης ενέργειας	Αντιπροσωπευτικές μονάδες/συσκευές
Ηλεκτρικό φορτίο	Πυκνωτές και υπερπυκνωτές
Υπεραγώγιμα υλικά	Αποθήκευση ενέργειας μέσω μαγνητών
Μηχανική ισχύς (Δυναμική ή Περιστροφική)	Αντλιοσταμείωση
	Αποθήκευση ενέργειας μέσω συμπίεσης αέρα
	Σφόνδυλοι
Χημικές μέθοδοι	Διάφοροι τύποι μπαταριών, Τεχνολογίες υδρογόνου

Από της παραπάνω μεθόδους οι πιο κατάλληλες, ώριμες και ευρέως διαδεδομένες για απευθείας χρήση ηλεκτρικής ενέργειας σε αυτόνομα συστήματα παροχής ισχύος με σημαντική διείσδυση ΑΠΕ είναι οι εξής:

- Μπαταρίες
- Αντλιοσταμείωση

Παρόλο που οι τεχνολογίες υδρογόνου δεν είναι τόσο ώριμες όσο οι δύο βασικές μέθοδοι αποθήκευσης που αναφέρονται παραπάνω, μπορούν να χρησιμοποιηθούν και αυτές ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας. Είναι δυνατόν να αποδώσουν ηλεκτρική ενέργεια μέσω κυψελών καυσίμου, ενώ το υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί και ως καύσιμο για τις θαλάσσιες ή επίγειες μεταφορές των νησιών. Έτσι, η παραγωγή υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης σε συνδυασμό με ΑΠΕ αποκτά ξεχωριστή σημασία σιγά-σιγά.

Η αφαλάτωση δεν είναι απευθείας μέθοδος αποθήκευσης ενέργειας αλλά μπορεί να θεωρηθεί μέθοδος διαχείρισης της ζήτησης. Οι μονάδες αφαλάτωσης μέσω αντίστροφης όσμωσης μπορούν να προγραμματιστούν ευκολότερα σε σχέση με άλλους τύπους φορτίων, καθώς το νερό αποθηκεύεται ευκολότερα από ότι η ηλεκτρική ενέργεια και μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί την τελευταία στιγμή. Οι μονάδες αφαλάτωσης μπορούν να προγραμματιστούν με τέτοιο τρόπο έτσι ώστε να παράγεται περισσότερο νερό σε περιόδους διαθεσιμότητας περίσσειας ενέργειας που προέρχεται από της ανανεώσιμες πηγές. Μέσω της αύξησης της δυναμικότητας των μονάδων αφαλάτωσης σε ένα σύστημα παροχής ισχύος πραγματοποιείται αξιοποίηση της παραγόμενης από ΑΠΕ ενέργειας η οποία σε άλλες περιπτώσεις μπορεί να απορριπτόταν. Με αυτόν τον τρόπο αποτρέπονται και οι επιπλέον επεμβάσεις στο ίδιο το σύστημα παροχής ισχύος.



Εικόνα 1.2.1: Σύγκριση μεγέθους, τεχνολογικής ωριμότητας και εφαρμογών διαφόρων μέσων αποθήκευσης ενέργειας

Στη συνέχεια περιγράφονται ξεχωριστά οι μπαταρίες, η αντλιοταμίευση, οι τεχνολογίες υδρογόνου και η αφαλάτωση ως μέθοδοι αποθήκευσης ενέργειας σε υβριδικά συστήματα παροχής ισχύος.

1.2.2 Μπαταρίες

Οι μπαταρίες είναι το πιο ευρέως διαδεδομένο μέσο αποθήκευσης ενέργειας σε όλο τον κόσμο. Εκτιμάται ότι το ένα τρίτο του παγκόσμιου πληθυσμού, μη διασυνδεδεμένου με το δίκτυο, χρησιμοποιεί μπαταρίες για να καλύψει κάποιες από τις ανάγκες του. Ο περιορισμένος χρόνος ζωής τους, ειδικά σε περιπτώσεις που πραγματοποιούνται βαθιές εκφορτίσεις, εξισορροπείται με το χαμηλό κόστος τους κάτι που είναι χαρακτηριστικό των μπαταριών μολύβδου – οξέος. Παρόλα αυτά οι κατασκευαστές μπαταριών εξακολουθούν να αναζητούν τρόπους επέκτασης του χρόνου ζωής τους.

Ο πιο διαδεδομένος τύπος μπαταριών είναι οι μπαταρίες μολύβδου – οξέος. Άλλοι τύποι μπαταριών βρίσκονται σε στάδιο ανάπτυξης ή ενσωματώνονται σε επιδεικτικές

εφαρμογές για την αντιστάθμιση της ζήτησης και της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Η πρόοδος αυτών των τεχνολογιών είναι ραγδαία και σύντομα θα αρχίσουν να εγκαθίστανται σε πολλές τοποθεσίες όπως και σε νησιά.

Στον Πίνακα I.2.2 συγκεντρώνονται οι τύποι των μπαταριών που μπορούν να χρησιμοποιηθούν καθώς και οι πιο συνηθισμένες εφαρμογές τους. Ο αριθμός των σταυρών (+) εκφράζει την καταλληλότητα κάθε τύπου μπαταριών σε ενεργειακές εφαρμογές.

Πίνακας I.2.2: Καταλληλότητα διαφόρων τύπων μπαταριών σε ενεργειακές εφαρμογές

Τύπος Μπαταρίας	Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα	Εφαρμογές Ισχύος	Ενεργειακές Εφαρμογές	Συνήθης Εφαρμογές
Μπαταρίες ροής	Υψηλή χωρητικότητα	Χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα	+	++	Εξισορρόπηση της ζήτησης και μακροχρόνια αποθήκευση
Ni – Cd	Υψηλή ενεργειακή πυκνότητα	Δυσκολίες στη διαχείριση αποβλήτων	++	+	Εξισορρόπηση της ζήτησης για κάποιες ώρες ή λεπτά
Li – ion	Υψηλή ενεργειακή πυκνότητα, υψηλή απόδοση	Υψηλό κόστος παραγωγής	++	-	Φορητές ηλεκτρονικές συσκευές, περιορισμοί στην περιοχή συστημάτων ισχύος
NaS	Υψηλή ενεργειακή και πυκνότητα ισχύος, υψηλή απόδοση	Υψηλό κόστος παραγωγής, μέτρα ασφαλείας	++	++	Εξισορρόπηση της ζήτησης για κάποιες ώρες ή λεπτά

Μπαταρίες μολύβδου – οξέος

Αυτός ο τύπος μπαταριών είναι ο πιο διαδεδομένος και η ποιότητά του εξελίσσεται συνεχώς με το πέρασμα του χρόνου. Μία από τις πρωτοποριακές αλλαγές που έγιναν σε αυτό τον τύπο μπαταριών είναι χρήση ηλεκτρολύτη σε πιο στερεά μορφή (μορφή gel) και όχι σε υγρή, κάτι που τις κάνει λιγότερο ευάλωτες σε θέματα που προέκυπταν λόγω έλλειψης διαστρωμάτωσης. Κάποιες χαρακτηριστικές εφαρμογές των μπαταριών σε συστήματα ισχύος συγκεντρώνονται στον Πίνακα I.2.3:

Πίνακας I.2.3: Μπαταρίες μολύβδου – οξέος της παροχή βοηθητικών υπηρεσιών σε δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας

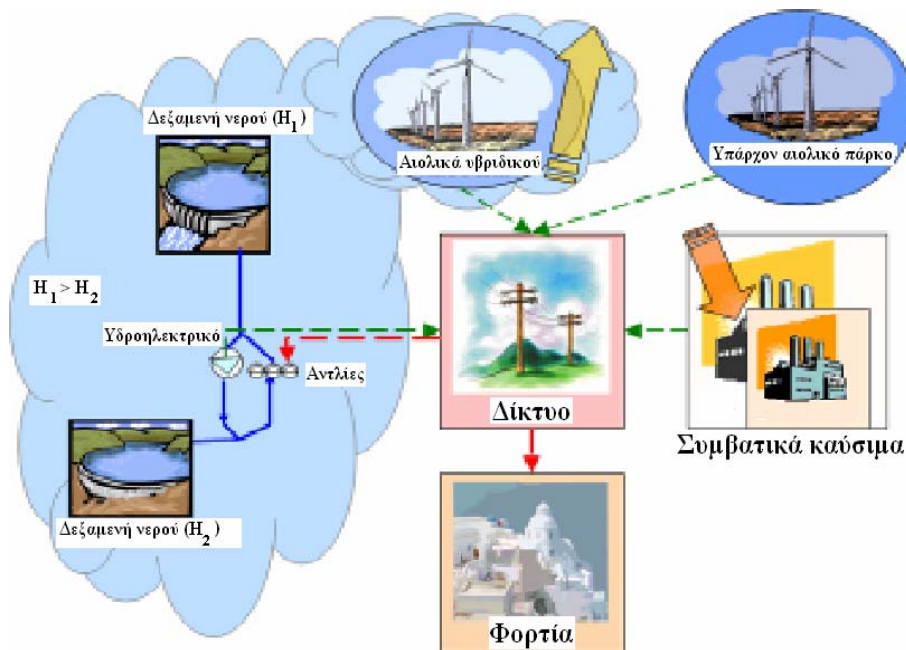
Τοποθεσία – Χαρακτηριστικά	Μέγεθος	Εφαρμογή
Ιδιωτική εταιρεία, Southern California, USA	10 MW / 40 MWh	Εξισορρόπηση φορτίου
Επιχείρηση ηλεκτρισμού, San Juan, Puerto Rico	20 MW / 20 MWh	Υποστήριξη συχνότητας
Βιομηχανία Ισχύος, Alaska, USA	1 MW / 1,4 MWh	Αποφυγή αποσύνδεσης φορτίου

Τα περισσότερα αυτόνομα συστήματα παροχής ισχύος που στηρίζονται κατά το μεγαλύτερο ποσοστό τους σε ΑΠΕ και χρησιμοποιούνται για την τροφοδοσία πολύ απομακρυσμένων εφαρμογών (π.χ. τηλεπικοινωνιακών), βασίζονται σε μπαταρίες μολύβδου – οξέος. Στο νησί της Κύθνου, μία εγκατεστημένη συστοιχία μπαταριών μολύβδου – οξέος μπορεί να προσφέρει σημαντική βοήθεια τροφοδοτώντας για μικρό χρονικό διάστημα το σύστημα παροχής ισχύος με ηλεκτρική ενέργεια προερχόμενη 100% από ΑΠΕ (Ph. Strauss et al., 2001).

I.2.3 Αντλιοταμίευση

Η αντλιοταμίευση θεωρείται η πιο κατάλληλη μέθοδος αποθήκευσης ενέργειας προκειμένου να επιτευχθεί υψηλή διείσδυση αιολικής ενέργειας από μεγάλα ή μεσαία αυτόνομα συστήματα παροχής ισχύος. Στα αυτόνομα συστήματα παροχής ισχύος οι

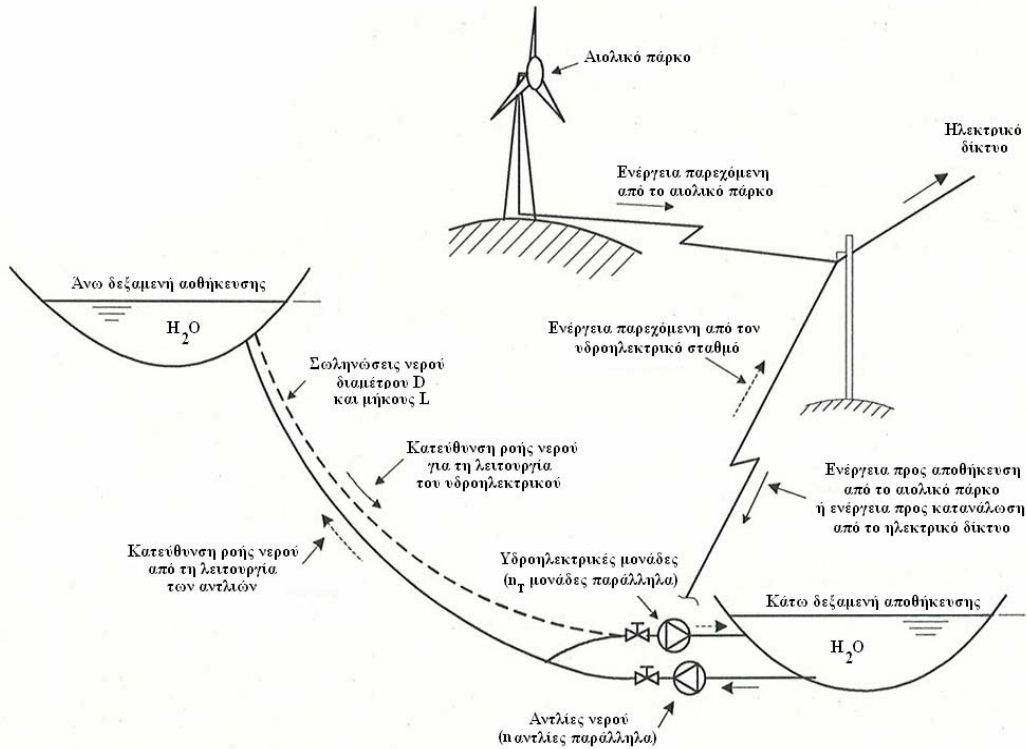
ιδιοκτήτες αιολικών πάρκων κατά τις περιόδους χαμηλής ενεργειακής ζήτησης βιώνουν σημαντικές περικοπές περίσσειας αιολικής ενέργειας από τους διαχειριστές των συστημάτων. Η ικανότητα εξισορρόπησης της ζήτησης με την αιολική ισχύ καθορίζει σε μεγάλο βαθμό και την εγκατεστημένη ισχύ του αιολικού πάρκου. Τα υβριδικά συστήματα αιολικής ενέργειας και αντλιοταμίευσης – αποτελούμενα πάντα από νεοσύστατα αιολικά πάρκα, δύο χώρους αποθήκευσης νερού για την ανακύκλωσή του, υδροηλεκτρικές μονάδες, αντλίες και υδατοφράγματα – προτείνονται ως μέσο αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος των ανεμογεννητριών, ως μέσο υποκατάστασης των ακριβών συμβατικών καυσίμων και ως μέσο μείωσης του απαιτούμενου ορίου εγκατεστημένης ισχύος (Εικόνα I.2.2). Το τελευταίο συμβαίνει καθώς η μη ομαλή παροχή ισχύος των ανεμογεννητριών διαχειρίζεται και μετατρέπεται μέσω της αντλιοταμίευσης σε εγγυημένη παροχή ισχύος απορροφήσιμη από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.



Εικόνα I.2.2: Γενική περιγραφή αυτόνομου υβριδικού συστήματος παροχής ισχύος με αντλιοταμίευση

Οι ανεμογεννήτριες και το σύστημα της αντλιοταμίευσης δεν είναι απαραίτητο να εγκατασταθούν στην ίδια τοποθεσία. Σχετικά με την τοπολογία και την τοπογραφία που απαιτείται για το σύστημα της αντλιοταμίευσης, αρκεί να είναι εφικτή η

κατασκευή δύο δεξαμενών αποθήκευσης του νερού σε μικρή απόσταση και σε ικανοποιητική διαφορά υδραυλικού ύψους (Εικόνα I.2.3).



Εικόνα I.2.3: Γενική εικόνα ροών ηλεκτρικής ενέργειας και νερού σε ένα υβριδικό σύστημα αιολικής ενέργειας – αντλιοταμίευσης

Τα στοιχεία που συνθέτουν ένα υβριδικό σύστημα αιολικής ενέργειας – αντλιοταμίευσης είναι συνδεδεμένα στο ηλεκτρικό δίκτυο. Η αιολική ενέργεια μπορεί να δίνεται κατευθείαν προς κατανάλωση ή προς αντλιοταμίευση για αποθήκευση μέσω του ηλεκτρικού δικτύου. Το πού δίνεται προτεραιότητα εξαρτάται από το εκάστοτε νομοθετικό πλαίσιο, την επιχειρησιακή πολιτική και τις τιμές πώλησης και αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η κατά τόπους χρήση της ενέργειας επιβάλλει ότι αν το δίκτυο μπορεί να απορροφήσει την αιολική ενέργεια, η αιολική ενέργεια θα πρέπει να απορροφηθεί και όχι να χρησιμοποιηθεί προς αντλιοταμίευση. Από την άλλη πλευρά, εάν υπάρχει μεγάλη διαφορά μεταξύ του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των μονάδων φορτίου βάσης και των μονάδων κάλυψης κορυφών (peak supply units), τότε μπορεί να είναι προτιμότερο η αιολική ενέργεια να χρησιμοποιηθεί προς

αποθήκευση μέσω αντλιοταμίευσης με σκοπό την υποκατάσταση των ακριβών μονάδων κάλυψης κορυφών.

Η αιολική ενέργεια που δεν απορροφάται απευθείας από το ηλεκτρικό δίκτυο αποθηκεύεται μέσω αντλιοταμίευσης στην άνω δεξαμενή. Ο σταθμός άντλησης μπορεί να αποτελείται από πολλές μεμονωμένες αντλίες. Δεδομένης της διαθέσιμης ισχύος για άντληση αποφασίζεται και ο αριθμός των αντλιών που θα λειτουργήσουν. Η ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στην άνω δεξαμενή ανακτάται μέσω υδροηλεκτρικών μονάδων και πάντα παρέχεται προς κάλυψη αιχμών της ζήτησης. Η ταυτόχρονη λειτουργία υδροηλεκτρικών στροβίλων και αντλιών είναι εφικτή μέσω διπλών ρυθμίσεων των υδατοφρακτών, κάτι που προσφέρει λειτουργική ευελιξία. Στις περισσότερες των περιπτώσεων προτείνονται καθημερινοί κύκλοι λειτουργίας προς διαφύλαξη της βιωσιμότητας της επένδυσης σε ένα τέτοιο σύστημα. Αρκετά πολιτικά και κοινωνικά μέτρα έχουν προταθεί και αναλυθεί για τον καθορισμό της παροχής ισχύος μέσω υδροηλεκτρικών μονάδων:

- Σύμφωνα με κάποιες θέσεις, προτείνεται καθημερινή σταθερή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω υδροηλεκτρικών στροβίλων, κάτι που είναι ιδανικό για τη λειτουργία και τη βιωσιμότητα του συστήματος στο σύνολό του. Επιπροσθέτως, σε περιπτώσεις υψηλού αιολικού δυναμικού ταυτόχρονα με περίσσεια νερού στην άνω δεξαμενή αποθήκευσης μπορεί να πραγματοποιηθεί πρόσθετη παροχή ισχύος από το υβριδικό σύστημα στο δίκτυο. Ύστερα από συμφωνία μεταξύ του διαχειριστή του δικτύου και του διαχειριστή του υβριδικού, το κόστος αυτής της παροχής θα μπορεί να είναι χαμηλότερο.
- Από την άλλη πλευρά ιδανικό για το σύστημα ισχύος είναι η ισχύς προερχόμενη από τις υδροηλεκτρικές μονάδες να χρησιμοποιείται μόνο προς κάλυψη των καθημερινών φορτίων αιχμής. Σε αυτή την περίπτωση, η παραγωγή ενέργειας μέσω υδροηλεκτρικών μονάδων κλιμακώνεται σύμφωνα με την ημερήσια ζήτηση ενέργειας.

Εφόσον οι υδροηλεκτρικές μονάδες παρέχουν πλήρως κατανεμημένη ισχύ, είναι ικανές να υποκαταστήσουν την ενέργεια που προέρχεται από τις θερμικές μονάδες αλλά και να γίνουν αιτία να μειωθεί και η συνολική εγκατεστημένη ισχύς τους. Για να είναι αυτό εφικτό θα πρέπει να διασφαλιστεί εγγυημένη ισχύς κατά τη διάρκεια

περιόδων χαμηλού αιολικού δυναμικού και μικρής διαθεσιμότητας νερού στην άνω δεξαμενή. Σε αυτές τις περιπτώσεις επιτρέπεται ή άντληση νερού προς την άνω δεξαμενή με ενέργεια προερχόμενη από το δίκτυο. Είναι λογικό η άντληση του νερού σ' αυτή την περίπτωση να πραγματοποιείται σε περιόδους χαμηλής ζήτησης. Το μέγεθος της παρεχόμενης από το δίκτυο ισχύος για το σκοπό αυτό θα πρέπει να καθορίζεται από το ρυθμιστικό πλαίσιο που διέπει την εγκατάσταση, ή αλλιώς ο διαχειριστής του δικτύου θα μπορεί να θέτει στο διαχειριστή του υβριδικού συστήματος ένα μέγιστο όριο ισχύος από το δίκτυο που θα μπορεί να χρησιμοποιείται προς άντληση υδάτων στην άνω δεξαμενή.

Υπάρχει ακόμα ένας περιορισμός που επιβάλλεται και συσχετίζει την εγκατεστημένη ισχύ του αιολικού πάρκου και του αντλιοστασίου. Ο περιορισμός αυτός προβλέπει ότι το αντλιοστάσιο είναι σε θέση να χρησιμοποιήσει την αιολική ενέργεια για την άντληση. Στην Ελλάδα, η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των αντλιοστασίων μόνο μέχρι 20%.

Η λειτουργία των υβριδικών συστημάτων αιολικής ενέργειας – αντλιοταμίευσης δεν θα πρέπει να επηρεάζει τη λειτουργία ή την απορρόφηση αιολικής ενέργειας από πάρκα ή ανεμογεννήτριες που βρίσκονται εκτός υβριδικού συστήματος. Η αιολική ενέργεια από τα αιολικά πάρκα απορροφάται κατά προτεραιότητα σύμφωνα με την ικανότητα του συστήματος διανομής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και σύμφωνα με τα συμβόλαια ανάμεσα στους επενδυτές των αιολικών πάρκων και το διαχειριστή συστήματος.

Η επιχειρησιακή πολιτική και ο σχεδιασμός υβριδικών συστημάτων αιολικής ενέργειας – αντλιοταμίευσης εξαρτάται από το ρυθμιστικό πλαίσιο και από το κοστολόγιο ενέργειας που ισχύει για τις διάφορες μονάδες παροχής εγγυημένης ισχύος. Υπάρχουν τρεις περιπτώσεις από τις οποίες προκύπτει θετικό πρόσημο στο οικονομικό ισοζύγιο:

- Αιολική ενέργεια παρεχόμενη απευθείας στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Η τιμή σε αυτή την περίπτωση καθορίζεται πάντα από το ρυθμιστικό πλαίσιο. Μερικές φορές συμπίπτει ή προσεγγίζει την τιμή κατανάλωσης ή εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από το μεταβλητό κόστος των καυσίμων που καταναλώνονται από τις συμβατικές μονάδες σε συνθήκες βασικού φορτίου. Η αιολική ενέργεια προορίζεται στο να υποκαταστήσει μέρος της λειτουργίας συμβατικών θερμικών μονάδων.

- Παροχή ισχύος προερχόμενη από υδροηλεκτρικές μονάδες. Η τιμή σε αυτή την περίπτωση θα πρέπει να είναι υψηλότερη από ότι η τιμή της αιολικής ενέργειας που αναφέρθηκε παραπάνω, ενώ θα πρέπει να συμπίπτει με το μεταβλητό κόστος καυσίμων που καταναλώνονται από συμβατικές θερμικές μονάδες σε συνθήκες φορτίου αιχμής.
- Η παρεχόμενη εγγυημένη ισχύς που ουσιαστικά συμπίπτει με την ονομαστική ισχύ των υδροηλεκτρικών μονάδων. Ο καθορισμός της τιμής σε αυτή την περίπτωση θα πρέπει να σχετίζεται με την αποφυγή του κόστους οικοδόμησης ενός νέου συμβατικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρόμοιας ονομαστικής ισχύος. Στο κόστος αυτό περιλαμβάνονται τα ετήσια έξοδα απόσβεσης του κεφαλαίου καθώς και το σταθερό κόστος λειτουργίας ενός ισοδύναμου θερμικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

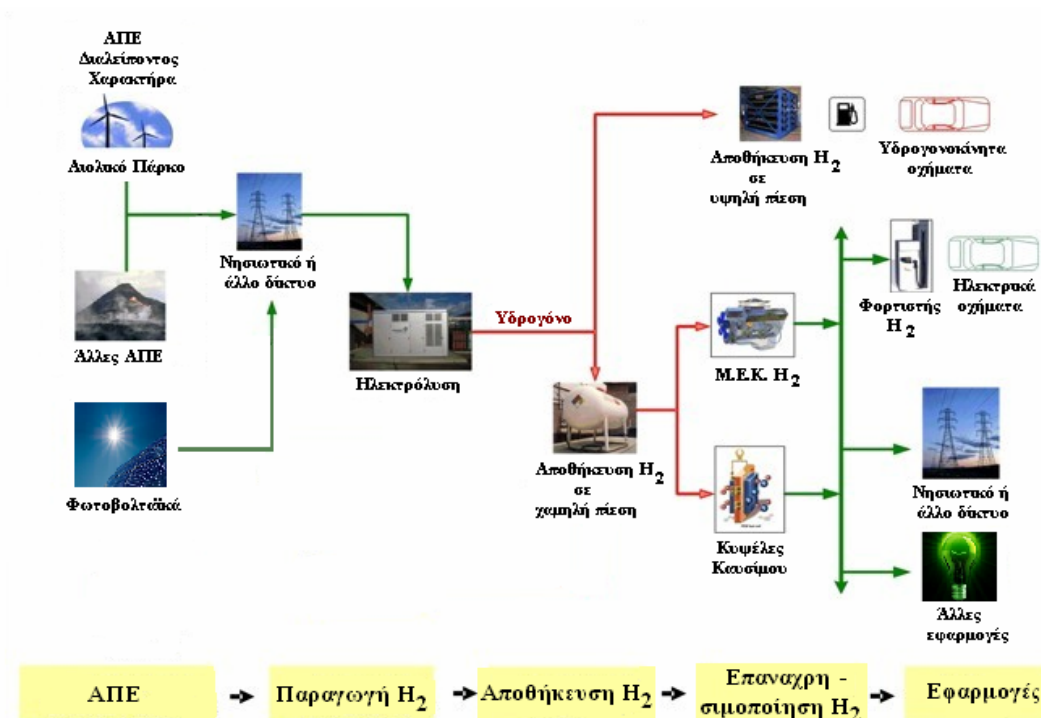
Τέλος, η τιμή για την ισχύ που προκύπτει από συμβατικές θερμικές μονάδες και καταναλώνεται προς άντληση υδάτων, θα πρέπει να βασίζεται στο μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος λειτουργίας των συμβατικών θερμικών μονάδων σε συνθήκες λειτουργίας βασικού φορτίου.

1.2.4 Τεχνολογίες υδρογόνου

Το υδρογόνο είναι φορέας ενέργειας ο οποίος μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως μέθοδος αποθήκευσης ενέργειας, ειδικά σε συνδυασμό με τις ΑΠΕ σε μη διασυνδεδεμένα συστήματα παροχής ισχύος. Με το πέρασμα του χρόνου το υδρογόνο θα μπορεί να καθιερωθεί ως ιδανικό μέσο αποθήκευσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, ειδικότερα σε νησιά μη διασυνδεδεμένα με το υπόλοιπο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Το υδρογόνο μπορεί επίσης να συμβάλει στην εισαγωγή ανανεώσιμων μορφών ενέργειας διαλείποντος χαρακτήρα στο ενεργειακό σύστημα και ισοζύγιο (Zoulias et al., 2006). Συστοιχίες φωτοβολταϊκών (ή ανεμογεννήτριες) μπορούν να συνδεθούν με μονάδα ηλεκτρόλυσης του νερού, η οποία θα τροφοδοτείται με την περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας προς παραγωγή υδρογόνου κατά τη διάρκεια της ημέρας (ή κατά τη διάρκεια περιόδων υψηλού αιολικού δυναμικού). Όταν η φυσική πηγή δεν είναι διαθέσιμη (ήλιος, άνεμος κτλ.), μία κυψέλη καυσίμου καταναλώνει το αποθηκευμένο υδρογόνο προς παραγωγή ηλεκτρικής ενέργεια για την κάλυψη

φορτίων. Για παράδειγμα αυτό μπορεί να συμβαίνει κατά τη διάρκεια της νύχτας όταν πρόκειται για συστοιχία φωτοβολταϊκών ή κατά τη διάρκεια χαμηλής ταχύτητας ανέμου όταν πρόκειται για ανεμογεννήτριες. Παρά την ανεπιθύμητη χαμηλή απόδοση ενός τέτοιου συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, είναι ξεκάθαρο ότι επιτυγχάνεται αδιάλειπτη παροχή ισχύος. Επιπροσθέτως, το υδρογόνο διευκολύνει την υψηλή διείσδυση των μορφών ΑΠΕ (ειδικότερα τη διείσδυση αιολικής ενέργειας) σε αυτόνομα συστήματα παροχής ισχύος για νησιά.

Με μεγαλύτερη λεπτομέρεια, το συνολικό ενεργειακό σύστημα τεχνολογιών υδρογόνου, το οποίο προτείνεται για εγκατάσταση σε αυτόνομα υβριδικά συστήματα παροχής ισχύος, συμπεριλαμβανομένων και των νησιών (Εικόνα I.2.4), αποτελείται από τρία κύρια τμήματα: i) το τμήμα παραγωγής υδρογόνου, ii) το τμήμα αποθήκευσης υδρογόνου και iii) το τμήμα επαναχρησιμοποίησης του υδρογόνου προς παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το υδρογόνο που παράγεται μέσω ηλεκτρόλυσης του νερού η οποία τροφοδοτείται ενεργειακά αποκλειστικά από ΑΠΕ, είναι απολύτως «καθαρό» καθώς τα μόνα παραπροϊόντα αυτής της διεργασίας είναι θερμότητα και υγρασία.



Εικόνα I.2.4: Τεχνολογίες υδρογόνου σε υβριδικά αυτόνομα συστήματα παροχής ισχύος

Σχετικά με τις πιο διαδεδομένες τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης του νερού [αλκαλική ηλεκτρόλυση και ηλεκτρόλυση μέσω μεμβρανών εναλλαγής πρωτονίων (PEM)], λεπτομέρειες έχουν αναφερθεί σε προηγούμενη ενότητα (I.1.2.2).

Για το τμήμα αποθήκευσης υδρογόνου αναφέρεται πως η πιο διαδεδομένη τεχνολογία για υβριδικά συστήματα παροχής ισχύος, είναι η αποθήκευση του υδρογόνου υπό πίεση. Λεπτομέρειες για αυτή την τεχνολογία αλλά και άλλες που χρησιμεύουν στην αποθήκευση υδρογόνου έχουν παρατεθεί επίσης σε προηγούμενη ενότητα (I.1.3).

Σχετικά με το τμήμα επαναχρησιμοποίησης του υδρογόνου, όπου το προηγουμένως αποθηκευμένο υδρογόνο χρησιμοποιείται προς παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται για την κάλυψη των αναγκών του νησιού, οι κυψέλες καυσίμου τύπου PEM παρουσιάζονται ως η πλέον τεχνικά βιώσιμη λύση. Το κύριο πλεονέκτημά τους συγκριτικά με άλλους τύπους κυψελών καυσίμου είναι ότι λειτουργούν με καθαρό υδρογόνο και όχι με κάποιον υδρογονάνθρακα (φυσικό αέριο), ο οποίος θα πρέπει να αναμορφωθεί στο εσωτερικό της μονάδας. Οι κυψέλες καυσίμου τύπου PEM όπως και άλλοι τύποι κυψελών καυσίμου έχουν παρουσιαστεί στην ενότητα I.1.4.

I.2.5 Αφαλάτωση

Η αφαλάτωση είναι μια φυσική διεργασία κατά την οποία θαλασσινό ή υφάλμυρο νερό καθαρίζεται από άλατα και μέταλλα προκειμένου να συμπέσει με τα αποδεκτά όρια για χρήση στη βιομηχανία ή ακόμα και για πόση. Στις μονάδες αφαλάτωσης χρησιμοποιείται θαλασσινό νερό ή νερό με υψηλά επίπεδα αλάτων. Πολλές βιομηχανίες εκμεταλλεύονται αυτή την τεχνολογία προκειμένου να μειώσουν τη ρύπανση των υδάτων. Κατά τη διάρκεια του τελευταίου αιώνα της περασμένης χιλιετίας, η αφαλάτωση άρχισε να χρησιμοποιείται σε μεγάλης κλίμακας βιομηχανίες εξαιτίας έλλειψης καθαρού νερού σε πολλά μέρη του πλανήτη.

Καθώς το νερό της αφαλάτωσης είναι ουσιαστικά βιομηχανικό προϊόν, η τιμή του είναι σημαντικά μεγαλύτερη από την τιμή του νερού που μπορεί να βρεθεί στη φύση και να είναι εντός προδιαγραφών κατανάλωσης για τον άνθρωπο.

Οι μέθοδοι αφαλάτωσης που έχουν αναπτυχθεί και χρησιμοποιούνται για παροχή νερού εντός καθορισμένων προδιαγραφών συγκεντρώνονται παρακάτω:

- Εξάτμιση

- Ηλεκτρο – απιονισμός
- Αντίστροφη ώσμωση
- Ψύξη
- Υβριδικές μέθοδοι

Η αντίστροφη ώσμωση είναι η πιο διαδεδομένη και ανεπτυγμένη μέθοδος αφαλάτωσης. Είναι εμπορικά διαθέσιμη αρκετές δεκαετίες και βρίσκει εφαρμογή ακόμα και σε περιπτώσεις αφαλάτωσης νερού πολύ κοντά στα αποδεκτά όρια. Ακόμα, αυτή η μέθοδος προσφέρει ευελιξία αφού μπορούν να εγκατασταθούν μονάδες αφαλάτωσης αντίστροφής ώσμωσης από μερικά kW και λίγα λίτρα αφαλατωμένου νερού, μέχρι μονάδες αρκετών εκατοντάδων kW και ορισμένων δεκάδων κυβικών μέτρων αφαλατωμένου νερού. Επίσης προσφέρεται η δυνατότητα επέκτασης ήδη εγκατεστημένων μονάδων χωρίς ιδιαίτερες αλλαγές. Η αρθρωτή αυτή φύση της μεθόδου καθώς και η ευελιξία που προσφέρεται καθιστούν την αφαλάτωση ιδανική για συνδυασμό με συστήματα ΑΠΕ. Μελέτες λοιπόν της επιστημονικής κοινότητας στράφηκαν προς υβριδικά συστήματα ΑΠΕ – αφαλάτωσης και μάλιστα με ιδιαίτερο ενδιαφέρον για εφαρμογές σε νησιά.

Επισημώς, αντίστροφη ώσμωση είναι η διεργασία διέλευσης μορίων διαλύτη ενός διαλύματος από μια περιοχή υψηλής συγκέντρωσης διαλυμένης ουσίας, σε άλλη περιοχή του ίδιου διαλύματος αλλά χαμηλότερης συγκέντρωσης διαλυμένης ουσίας. Η διέλευση αυτή των μορίων του διαλύτη από το ένα διάλυμα στο άλλο πραγματοποιείται μέσω ημιπερατής μεμβράνης και με επιβολή μεγαλύτερης πίεσης από την ωσμωτική.

Οι μεμβράνες που χρησιμοποιούνται στην αντίστροφη ώσμωση διαθέτουν ένα παχύ στρώμα φραγμού στη μήτρα του πολυμερούς από το οποίο αποτελούνται. Το στρώμα αυτό υπάρχει στο σημείο όπου λαμβάνει χώρα το μεγαλύτερο ποσοστό του διαχωρισμού. Στις περισσότερες των περιπτώσεων οι μεμβράνες είναι σχεδιασμένες να επιτρέπουν μόνο τη διέλευση νερού μέσω του στρώματος αυτού αποτρέποντας την ταυτόχρονη διέλευση αλάτων, διαφόρων ιόντων και της διαλυμένης ουσίας. Σύμφωνα με τη διεργασία αυτή απαιτείται εφαρμογή υψηλής πίεσης στην πλευρά της μεμβράνης με το διάλυμα υψηλότερης συγκέντρωσης σε διαλυμένη ουσία. Συνήθως οι πιέσεις αυτές είναι μεταξύ 2 και 17 bar (30 – 250 psi) για το φρέσκο και το υφάλμυρο νερό και 40 με 70 bar (600 – 1000 psi) για το θαλασσινό νερό, το οποίο

αναπτύσσει φυσική ωσμωτική πίεση περίπου 24 bar (350 psi), η οποία με τη σειρά της πρέπει επίσης να ξεπεραστεί.

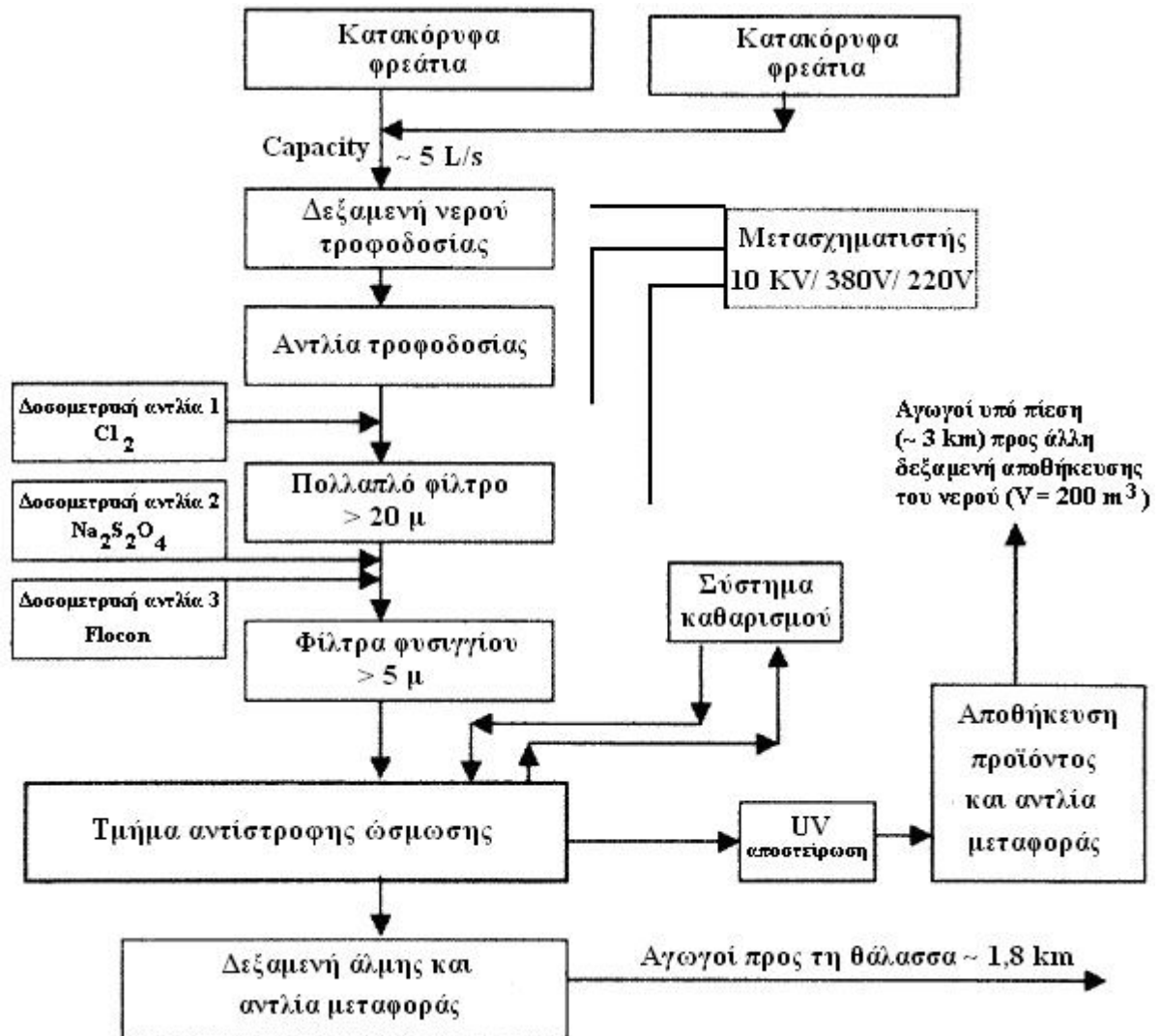
Η αντίστροφη ώσμωση είναι περισσότερο δημοφιλής για την εφαρμογή που έχει στην αφαλάτωση (απομάκρυνση άλατος από το θαλασσινό νερό προς παραγωγή καθαρού νερού). Από τις αρχές της δεκαετίας του 70 όμως χρησιμοποιείται στον καθαρισμό νερού το οποίο προορίζεται για χρήση στην ιατρική, τη φαρμακολογία, ορισμένες βιομηχανικές ή και ακόμα οικιακές εφαρμογές.

Όταν αναμιχθούν δύο διαλύματα της διαλυμένης ουσίας αλλά διαφορετικής συγκέντρωσης, η συνολική μάζα της διαλυμένης ουσίας και από τα δύο διαλύματα θα είναι πλέον ίσα κατανεμημένη στη συνολική ποσότητα του διαλύτη που προκύπτει και από τα δύο διαλύματα.

Αντί να αναμιχθούν τα δύο διαλύματα που αναφέρθηκαν παραπάνω μπορούν να τοποθετηθούν σε δύο διαφορετικούς χώρους οι οποίοι διαχωρίζονται μεταξύ τους μέσω ημιπερατής μεμβράνης. Η ημιπερατή μεμβράνη έχει την ιδιότητα να μην επιτρέπει τη μεταφορά διαλυμένης ουσίας από τον ένα χώρο στον άλλο, αλλά ταυτόχρονα να επιτρέπει τη μεταφορά διαλύτη. Εφόσον ισορροπία δεν μπορεί να επιτευχθεί με τη μετακίνηση διαλυμένης ουσίας από το χώρο υψηλής συγκέντρωσης στο χώρο χαμηλής συγκέντρωσης, επιτυγχάνεται με τη μετακίνηση διαλύτη από το χώρο χαμηλής συγκέντρωσης προς στο χώρο υψηλής συγκέντρωσης. Όταν διαλύτης απομακρύνεται από χώρους χαμηλής συγκέντρωσης τότε η συγκέντρωση σε διαλυμένη ουσία στο χώρο αυτό αυξάνει. Από την άλλη πλευρά και εφόσον μεταφέρεται διαλύτης σε χώρο υψηλής συγκέντρωσης, η συγκέντρωση του ίδιου χώρου σε διαλυμένη ουσία μειώνεται. Η διαδικασία αυτή ονομάζεται ώσμωση. Η τάση ροής του διαλύτη διαμέσου της μεμβράνης εκφράζεται ως ωσμωτική πίεση, καθώς είναι ανάλογη της ροής η οποία προκαλείται μέσω διαφοράς πίεσης.

Στην αντίστροφη ώσμωση, σε ίδια διάταξη με αυτή της ώσμωσης, εφαρμόζεται πίεση στο χώρο υψηλής συγκέντρωσης. Σε αυτή την περίπτωση υπάρχουν δύο διαφορετικές δυνάμεις που επηρεάζουν την κίνηση του νερού ως διαλύτη: η πίεση η οποία αναπτύσσεται εξαιτίας της διαφοράς συγκέντρωσης σε διαλυμένη ουσία ανάμεσα στους δύο χώρους (ωσμωτική πίεση) και η πίεση που εφαρμόζεται εξωτερικά.

Τα διάφορα επίπεδα διαχείρισης μιας τυπικής μονάδας αφαλάτωσης στην Κροατία παρουσιάζονται στο παρακάτω διάγραμμα της Εικόνας I.2.5:



Εικόνα I.2.5: Διάγραμμα ροής μιας τυπικής μονάδας αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης στην Κροατία

Το κόστος παραγωγής αφαλατωμένου νερού από εμπορικές μονάδες αντίστροφης όσμωσης σχετίζεται άμεσα με τα εξής τρία στοιχεία:

- Κόστος ανάκτησης – απόσβεσης κεφαλαίου
- Λειτουργία και συντήρηση (εργασία, ανταλλακτικά, μεμβράνες, χημικά κτλ.)
- Ενεργειακό κόστος

Η συνεισφορά του κόστους απόσβεσης ποικίλει μεταξύ 30 και 50 % του κόστους του παραγόμενου νερού και εξαρτάται από πολλές παραμέτρους όπως το μέγεθος της μονάδας, ο τύπος διεργασίας που χρησιμοποιείται κτλ. Το ενεργειακό κόστος είναι το κυριότερο επιμέρους στοιχείο του συνολικότερου κόστους κατά τη διάρκεια της

ωφέλιμης ζωής των μονάδων αντίστροφης ώσμωσης, η οποία εκτείνεται μέχρι και 30 χρόνια για μεγάλες μονάδες. Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης ποικίλει μεταξύ 15 και 30% και εξαρτάται κυρίως από την ονομαστική ισχύ της μονάδας.

Το αρχικό κόστος κεφαλαίου και το κόστος του παραγόμενου νερού μειώνονται σημαντικά καθώς αυξάνεται η ονομαστική ικανότητα των μονάδων αντίστροφης ώσμωσης, σχεδόν μέχρι τα 12000 m³/d για υφάλμυρο νερό και σχεδόν μέχρι τα 20000 m³/d για θαλασσινό νερό. Πέρα από αυτά τα όρια, το κόστος πέφτει πολύ λίγο με την αύξηση της ονομαστικής ικανότητας των μονάδων. Οι μονάδες αφαλάτωσης απαιτούν σημαντικές αρχικές κεφαλαιουχικές δαπάνες, που πρέπει να αποσβένονται κατά τη διάρκεια ζωής των ίδιων των μονάδων ή οποία θα μπορούσε να είναι μέχρι και 30 χρόνια όπως αναφέρθηκε προηγουμένως. Έτσι, το κόστος κεφαλαίου έχει σημαντική επιρροή στο κόστος του παραγόμενου νερού καθώς η συνεισφορά του κόστους κεφαλαίου στο κόστος του παραγόμενου νερού είναι συνήθως 30 με 50%.

Η πηγή και η ποιότητα του νερού τροφοδοσίας είναι επίσης ένας σημαντικός παράγοντας κόστους. Το κόστος αφαλάτωσης θαλασσινού νερού μέσω διεργασίας αντίστροφης ώσμωσης μπορεί να είναι από τρεις μέχρι και επτά φορές μεγαλύτερο από το κόστος αφαλάτωσης υφάλμυρου νερού. Επίσης, κύριοι παράγοντες επιρροής του συνολικού κόστους εγκατάστασης μιας μονάδας αφαλάτωσης είναι το κόστος και η διαθεσιμότητα αποθήκευσης για το νερό, το κόστος μεταφοράς του ίδιου του νερού και το κόστος του δικτύου που πρέπει να αναπτυχθεί για το σκοπό αυτό. Τέτοια επιμέρους κόστη σχετίζονται με το μέγεθος και την τοποθεσία που πρόκειται να εγκατασταθεί η μονάδα. Σε τοποθεσίες που δεν είναι διαθέσιμα δίκτυα και σχετικές υποδομές και που ο πληθυσμός που πρόκειται να εξυπηρετηθεί είναι μικρός ή διεσπαρμένος, είναι στις περισσότερες των περιπτώσεων πιο οικονομικά συμφέρον να αναπτυχθούν μικρότερες μονάδες αφαλάτωσης. Το κόστος του παραγόμενου νερού θα επηρεάζεται σημαντικά από την απόσταση και την υψομετρική διαφορά της πηγής του νερού τροφοδοσίας με την τοποθεσία εγκατάστασης της μονάδας αφαλάτωσης. Το τελευταίο έχει σαφώς να κάνει με το ενεργειακό κόστος που απαιτείται για την άντληση του νερού τροφοδοσίας από την πηγή του στην τοποθεσία εγκατάστασης της μονάδας επεξεργασίας του.

Σε περίπτωση αφαλάτωσης θαλασσινού νερού, οι μονάδες αντίστροφης ώσμωσης χρειάζονται δύο φορές περισσότερο νερό από αυτό που παράγουν. Τα κόστη για την τροφοδοσία της μονάδας με θαλασσινό νερό περιλαμβάνουν όλες τις απαραίτητες σωληνώσεις, κατάλληλες αντλίες μαζί με όλο τον βοηθητικό εξοπλισμό τους. Αυτό

αποδεικνύει πως το κόστος για την τροφοδοσία της μονάδας με θαλασσινό νερό δεν είναι καθόλου αμελητέο. Ως εκ τούτου, πρέπει να δίνεται μεγάλη προσοχή στο σχεδιασμό και την τοποθεσία από όπου θα αντληθεί θαλασσινό νερό, ταυτόχρονα με την τοποθεσία εγκατάστασης της υπόλοιπης μονάδας. Ο κύριος σκοπός των συστημάτων τροφοδοσίας με θαλασσινό νερό είναι η παροχή νερού καλής ποιότητας, χωρίς φύκια, κοχύλια, άμμο και διάφορους υδρογονάνθρακες που μπορεί να προέρχονται από πιθανή μόλυνση. Σε πολλές περιπτώσεις για να αποφευχθούν τα φύκια, η τροφοδοσία με θαλασσινό νερό γίνεται από βάθος μεγαλύτερο των 15 m σε σχέση με το επίπεδο της επιφάνειας της θάλασσας σε εκείνη την περιοχή. Αυτό σημαίνει πως το σύνολο των σωληνώσεων μέσα στη θάλασσα για ένα τέτοιο σύστημα μπορεί να ξεπερνά τα 2 km. Επίσης, για να αποφευχθεί η μόλυνση μέσω πιθανών υδρογονανθράκων η τροφοδοσία πολλές φορές πραγματοποιείται αρκετά μέτρα κάτω από το χαμηλότερο επίπεδο κύματος στην περιοχή. Λόγω της αυξανόμενης ρύπανσης των θαλάσσιων ακτών, τα απλά, συνηθισμένα και μικρά συστήματα άντλησης πάνω στη στεριά γίνονται όλο και λιγότερο πιθανά για εφαρμογή. Τα συστήματα άντλησης και τροφοδοσίας με θαλασσινό νερό είναι ζωτικής σημασίας για τις μονάδες αντίστροφης ώσμωσης και ως εκ τούτου θα πρέπει εκτός των άλλων να προβλεφθούν και σχετικές εφεδρείες. Το δίκτυο τροφοδοσίας με θαλασσινό νερό μπορεί να εγκατασταθεί στο έδαφος του βυθού αλλά και πάνω από το επίπεδο της θάλασσας ενσωματώνοντας σύστημα αναρρόφησης βασισμένο στο κενό. Σε περιπτώσεις τροφοδοσίας νερού από ανοικτή θάλασσα και εφόσον η τοποθεσία της μονάδας αλλά και οι εδαφικές συνθήκες το επιτρέπουν, χρησιμοποιούνται συστήματα άντλησης βασισμένα σε κατακόρυφα πηγάδια εγκατεστημένα στην ακτή. Η αξιοπιστία στη συνεχόμενη και χωρίς προβλήματα λειτουργία των μονάδων αντίστροφης ώσμωσης αποτελεί βασικό μέλημα που σχετίζεται άμεσα με το κόστος του παραγόμενου νερού. Η λειτουργική αξιοπιστία οποιασδήποτε τέτοιας μονάδας είναι άμεση συνάρτηση του καλού χειρισμού της και του καλού σχεδιασμού της. Ο καλός χειρισμός έχει να κάνει με την εμπειρία, την εκπαίδευση και τις ικανότητες του χειριστή. Ο καλός σχεδιασμός έχει να κάνει με την αντιστάθμιση ή την πρόληψη των σφαλμάτων λειτουργίας μέσω αξιόπιστων οργάνων μέτρησης και ελέγχου. Ο ψηφιακός έλεγχος μέσω υπολογιστών διευκολύνει την πλήρη αυτοματοποίηση τέτοιων μονάδων, κάτι που είναι απαραίτητο προκειμένου να αυξηθεί η λειτουργική αξιοπιστία ιδιαίτερα των μεγαλύτερων. Αποτελεί κοινή πρακτική σε μεγάλες μονάδες αντίστροφης ώσμωσης να επιτυγχάνεται συντελεστής

φορτίου (load factor) ακόμα και μεγαλύτερος από 90%. Με καλό σχεδιασμό και καλή λειτουργία, η διαθεσιμότητα της μονάδας μπορεί να υπερβαίνει ακόμα και το 95% του χρόνου κατά τη διάρκεια ενός πλήρους έτους. Το υπόλοιπο 5% λογίζεται ως ο απαραίτητος χρόνος που απαιτείται προκειμένου η μονάδα να κλείσει πλήρως έτσι ώστε να υποστεί τον απαραίτητο έλεγχο και την απαραίτητη συντήρηση. Σε περιπτώσεις που απαιτείται η αύξηση του ποσοστού διαθεσιμότητας της μονάδας, εγκαθίστανται ανταλλακτικά ή ακόμα και πιστά αντίγραφα βασικού εξοπλισμού πάνω στην εγκατάσταση, η οποία με τη σειρά της σχεδιάζεται με τέτοιο τρόπο ώστε να μην χρειάζεται να σταματήσει προκειμένου να αλλάξουν βασικά μέρη του εξοπλισμού όταν έρθει το τέλος ζωής της. Η πρακτική αυτή όμως αυξάνει το αρχικό κόστος επένδυσης. Ο καλύτερος τρόπος αύξησης του ποσοστού διαθεσιμότητας μιας μονάδας αφαλάτωσης αντίστροφης ώσμωσης είναι η βελτιστοποίηση σχεδιασμού του συστήματος τροφοδοσίας νερού για τη δεδομένη μονάδα. Η προ-επεξεργασία του νερού τροφοδοσίας πριν από τα κύρια μέρη του εξοπλισμού αποτελεί σημαντικό παράγοντα στο σχεδιασμό της εγκατάστασης. Η προ-επεξεργασία συνήθως περιλαμβάνει πολλά φίλτρα και προσθήκη κατάλληλων χημικών, ενώ μπορεί να απαιτείται περαιτέρω διαύγεια, ενεργός άνθρακας ή άλλος εξειδικευμένος εξοπλισμός ανάλογα με τη χημεία και την ποιότητα του νερού τροφοδοσίας. Η ωφέλιμη διάρκεια ζωής της αφαλάτωσης μέσω αντίστροφης ώσμωσης ορίζεται ως τα χρόνια κατά τα οποία η μονάδα παράγει την ποσότητα και ποιότητα του νερού για την οποία έχει σχεδιαστεί. Οι μεγάλες μονάδες σχεδιάζονται με ωφέλιμη διάρκεια ζωής τα 25 με 30 χρόνια, ενώ μικρότερες ή φορητές μονάδες σχεδιάζονται με ωφέλιμη διάρκεια ζωής τα 10 χρόνια. Η επιλογή των χαρακτηριστικών των υλικών και του εξοπλισμού μπορεί να έχει σημαντική επιρροή στο αρχικό κόστος επένδυσης και στα κόστη λειτουργίας και συντήρησης κατά την ωφέλιμη διάρκεια ζωής της μονάδας. Τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης όπως η εργασία, τα ανταλλακτικά, τα χημικά, οι μεμβράνες κ.α., αποτελούν το 15 με 30% του κόστους του παραγόμενου νερού και εξαρτώνται από το μέγεθος και το σχεδιασμό της μονάδας καθώς επίσης και από το είδος της διεργασίας που εφαρμόζεται κάθε φορά. Τα εργατικά κόστη μπορεί να φτάνουν μέχρι το 20% του κόστους του παραγόμενου νερού για μικρές μονάδες αντίστροφης ώσμωσης. Η αυτοματοποίηση των εγκαταστάσεων μειώνει τα εργατικά κόστη ενώ παράλληλα αυξάνει τη διαθεσιμότητα της μονάδας. Το ετήσιο κόστος για ανταλλακτικά είναι περίπου ίσο με το 1 με 2% του αρχικού κόστους επένδυσης της μονάδας, χωρίς όμως να συμπεριλαμβάνεται σε αυτό το κόστος αντικατάστασης

μεμβρανών. Η διάρκεια ζωής των μεμβρανών βελτιώνεται συνεχώς από τη δεκαετία του 1970. Οι περισσότεροι κατασκευαστές μεμβρανών παρέχουν πλέον εγγύηση πενταετούς διάρκειας, ενώ η μέση ωφέλιμη διάρκεια ζωής των μεμβρανών μπορεί να ξεπερνά τα επτά χρόνια για μια μονάδα που έχει σχεδιαστεί καλά και που η λειτουργία και ο χειρισμός της είναι στο επίπεδο που της αρμόζει. Το κόστος των μεμβρανών είναι περίπου το 15 με 20% του αρχικού κόστους επένδυσης για μονάδες αφαλάτωσης θαλασσινού νερού μέσω αντίστροφης ώσμωσης, ενώ το κόστος αντικατάστασής τους αγγίζει το 10% του κόστους του παραγόμενου νερού από μεγάλες μονάδες αντίστροφης ώσμωσης. Το κόστος των χημικών που απαιτούνται μπορεί να φτάσει το 10% του κόστους του παραγόμενου νερού. Η χρήση και η κατανάλωση χημικών όμως μπορεί να μειωθεί μέσω βέλτιστου σχεδιασμού για οποιαδήποτε δεδομένη μονάδα.

Η συνεισφορά της ενέργειας που απαιτείται στο κόστος του παραγόμενου νερού ποικίλει ανάμεσα σε 30 και 50% και εξαρτάται από το κόστος της ενέργειας, τον τύπο της διεργασίας που εφαρμόζεται και το σχεδιασμό της μονάδας. Η παράμετρος της ενέργειας που απαιτείται για την αφαλάτωση μέσω αντίστροφης ώσμωσης είναι συνάρτηση της ποσότητας των αλάτων του νερού προς τροφοδοσία και του σχεδιασμού της μονάδας. Για την παραγωγή 1 m³ αφαλατωμένου νερού, οι μονάδες αντίστροφης ώσμωσης καταναλώνουν περίπου 2,8 – 4,5 kWh ηλεκτρικής ενέργειας (στους υπολογισμούς συμπεριλαμβάνονται και πιθανές πηγές ανάκτησης ενέργειας μέσω άλμης).

I.3. Εφαρμογή τεχνολογιών υδρογόνου σε συστήματα παροχής ισχύος

I.3.1 Εισαγωγή

Γενικά οι τεχνολογίες υδρογόνου δεν είναι τόσο αναπτυγμένες στις σταθερές εφαρμογές όσο στον τομέα των μεταφορών (εξετάζεται στο επόμενο κεφάλαιο), εκτός από κάποιες εξαιρέσεις. Οι τεχνολογίες υδρογόνου και ειδικότερα οι κυψέλες καυσίμου βρίσκονται σε στάδιο ανάπτυξης για εφαρμογή κυρίως σε συστήματα αδιάκοπης παροχής ισχύος (Uninterruptible Power Supply, UPS, Yuedong Zhan et al., 2012, G. Squadrito et al., 2010), σε συστήματα συμπαραγωγής (Livio de Santoli, 2013, M. Gandiglio, 2014) και σε συστήματα παροχής ισχύος απομακρυσμένων περιοχών συμπεριλαμβανομένων και των μη-διασυνδεδεμένων με το υπόλοιπο δίκτυο νησιών (S. Karellas and N. Tzouganatos, 2014, Roberto Carapellucci and Lorena Giordano, 2012, Avril S et al., 2010, Roberto Carapellucci and Lorena Giordano, 2012, K.J. Chua et al., 2014).

Τα περισσότερα αυτόνομα συστήματα παροχής ισχύος που συνδυάζουν ΑΠΕ και τεχνολογίες υδρογόνου έχουν αναπτυχθεί στα πλαίσια ερευνητικών και επιδεικτικών προγραμμάτων. Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται ενδεικτικά κάποια από αυτά τα συστήματα με έμφαση στις σταθερές εφαρμογές και τα νησιά.

I.3.2 Τεχνολογίες υδρογόνου σε σταθερές εφαρμογές

I.3.2.1 Υβριδικό σύστημα φωτοβολταϊκών – υδρογόνου (Μαδρίτη, Ισπανία, 2004)

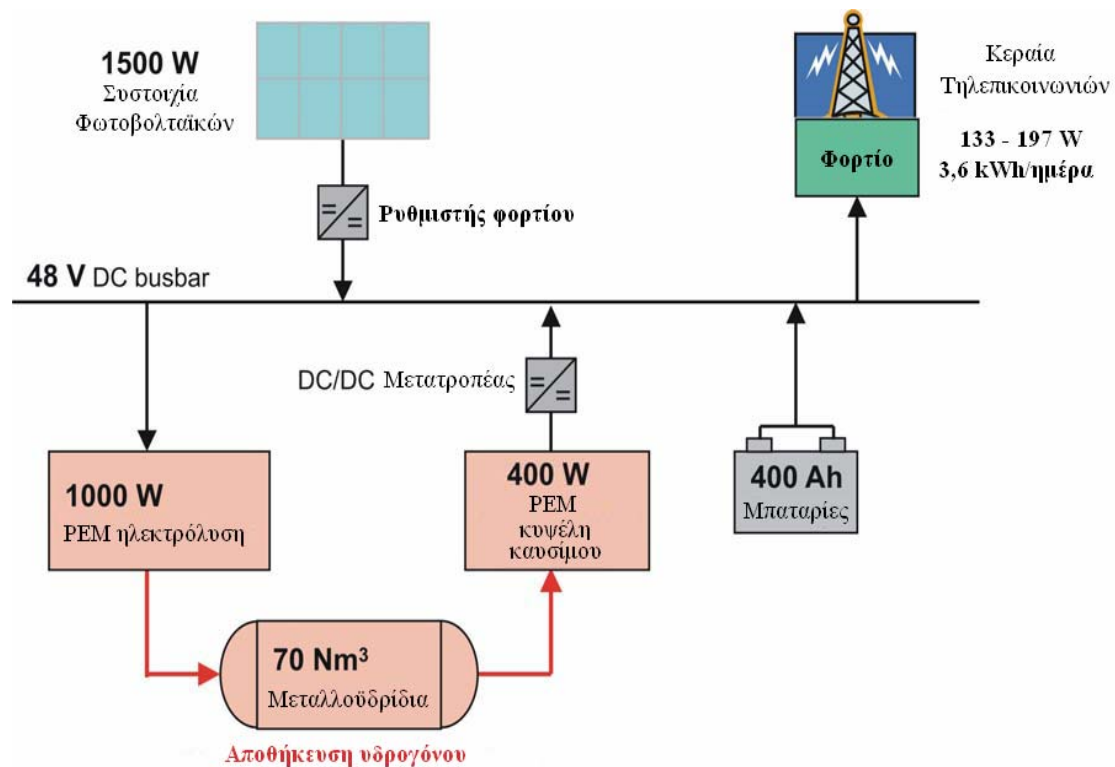
Ο σκοπός του προγράμματος (Fuel Cell Innovative Remote System for Telecom, FIRST, 2000 – 2004) μέσω του οποίου υλοποιήθηκαν συστήματα παροχής ισχύος με ΑΠΕ και τεχνολογίες υδρογόνου ήταν διπλός:

- Ανάπτυξη επιδεικτικού συστήματος φωτοβολταϊκών, μπαταριών, αποθήκευσης υδρογόνου και κυψέλης καυσίμου, η οποία θα παρείχε την απαραίτητη ισχύ για τη λειτουργία κεραιάς τηλεπικοινωνιών σε περίπτωση αστοχίας των μπαταριών.

Σε αυτό το σύστημα δεν υπάρχει κάποια μονάδα παραγωγής υδρογόνου και η προμήθειά του γίνεται από εξωτερική πηγή.

- Ανάπτυξη αυτόνομου επιδεικτικού συστήματος φωτοβολταϊκών, PEM ηλεκτρόλυσης, μεταλλοϋδριδίων για αποθήκευση υδρογόνου και PEM κυψέλης καυσίμου. Το σύστημα αυτό αναπτύχθηκε με σκοπό την πλήρη τροφοδοσία ισχύος κεραίας τηλεπικοινωνιών.

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά του αυτόνομου συστήματος παροχής ισχύος είναι τα εξής: συστοιχία φωτοβολταϊκών 1,5 kW_p, μονάδα ηλεκτρόλυσης τύπου PEM 1 kW, δεξαμενή μεταλλοϋδριδίων 70 Nm³, κυψέλη καυσίμου τύπου PEM 400 W, συστοιχία μπαταριών μολύβδου – οξέος 48 V (400 Ah) και η κεραία τηλεπικοινωνιών ως φορτίο (133 – 197 W). Παρακάτω αποτυπώνεται σχηματικά το διάγραμμα της εγκατάστασης:



Εικόνα 1.3.1: Αυτόνομο επιδεικτικό σύστημα παροχής ισχύος σε κεραία τηλεπικοινωνίας στη Μαδρίτη

Τα κύρια συμπεράσματα που προέκυψαν από την ανάπτυξη κυρίως της δεύτερης εφαρμογής είναι ότι ο σχεδιασμός ενός τέτοιου υβριδικού συστήματος

φωτοβολταϊκών – υδρογόνου εξαρτάται κατά πολύ από την τοποθεσία (ηλιακή ακτινοβολία) και τον πλήρη καθορισμό του προφίλ φορτίου. Ο προσεκτικός καθορισμός του φορτίου για μια τοποθεσία δεδομένης ηλιακής ακτινοβολίας οδηγεί στη βελτιστοποίηση του συνολικού σχεδιασμού. Επίσης, σημαντική παράμετρο αποτελεί και η συνδυασμένη λειτουργία της μονάδας ηλεκτρόλυσης, της κυψέλης καυσίμου και της συστοιχίας των μπαταριών.

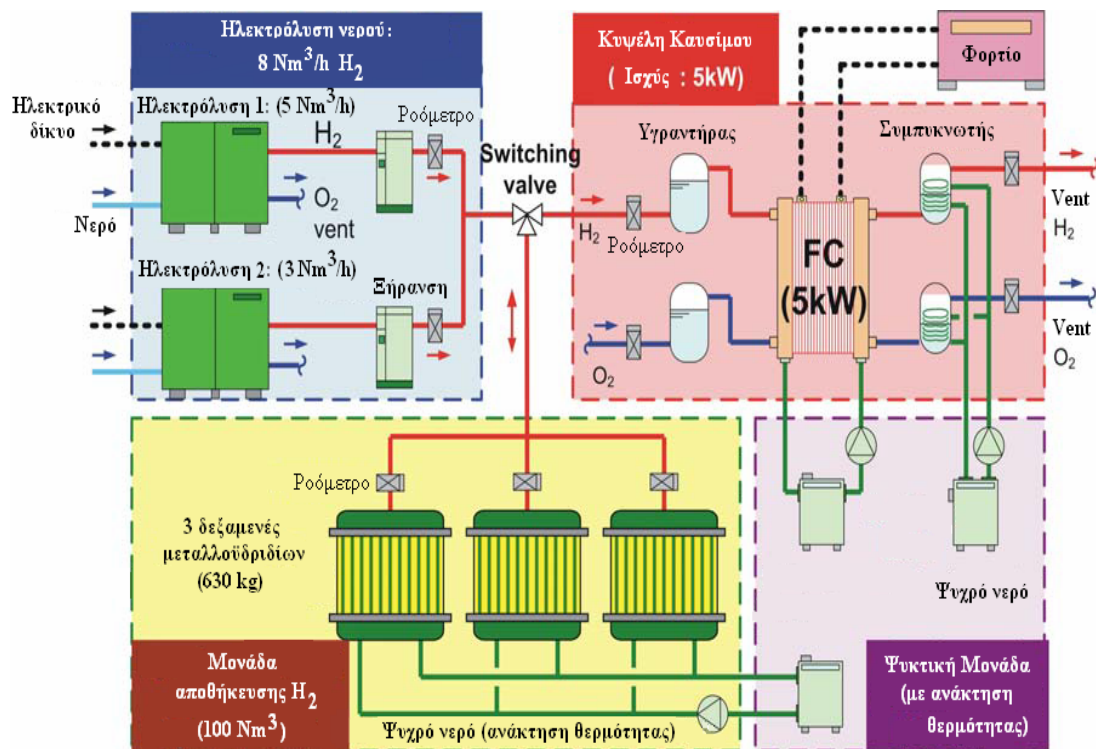
1.3.2.2 Σύστημα αποθήκευσης ενέργειας μέσω υδρογόνου (Atsugi, Ιαπωνία, 2004)

Η ενεργειακή αποθήκευση μέσω υδρογόνου δικαιολογείται μόνο σε περίπτωση που είναι δυνατόν να αναπτυχθούν συστήματα υδρογόνου υψηλής συνολικής απόδοσης. Οι ανάγκες για αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας ποικίλουν και εξαρτώνται κάθε φορά από την ίδια την εφαρμογή. Άλλες φορές πρόκειται για εποχική και μακράς διάρκειας αποθήκευση (σύστημα φωτοβολταϊκών – υδρογόνου σε κεραιές τηλεπικοινωνίας) και άλλες φορές η αποθήκευση ενέργειας πραγματοποιείται καθημερινά και για μικρό χρονικό διάστημα κατά τη διάρκεια της νύχτας (διασυνδεδεμένα συστήματα με υψηλό κοστολόγιο ηλεκτρικής ενέργειας σε ώρες αιχμής).

Το σύστημα που παρουσιάζεται στην παρούσα ενότητα αποτελείται από μονάδα ηλεκτρόλυσης, δεξαμενή μεταλλοϋδριδίων και κυψέλη καυσίμου. Σκοπός της ανάπτυξης του συγκεκριμένου συστήματος στην Ιαπωνία ήταν η μελέτη της παραγωγής και αποθήκευσης του υδρογόνου, το οποίο προέρχεται από περίσσεια ηλεκτρική ενέργεια του δικτύου κατά της νυχτερινές ώρες. Μέσω της κυψέλης καυσίμου το αποθηκευμένο υδρογόνο μετατρέπεται και πάλι σε ηλεκτρική ενέργεια κατά τη διάρκεια της ημέρας, όπου το ενεργειακό κοστολόγιο είναι μεγαλύτερο συγκριτικά με της νυχτερινές ώρες.

Απώτερος στόχος ήταν η βελτίωση της συνολικής απόδοσης του συστήματος μέσω της σωστής διαχείρισης της θερμότητας μεταξύ όλων των στοιχείων, αλλά κυρίως μεταξύ των μεταλλοϋδριδίων, της κυψέλης καυσίμου και της ψυκτικής μονάδας που ενσωματώθηκε στο σύστημα. Επίσης, έγινε προσπάθεια ενσωμάτωσης κυψέλης καυσίμου κατάλληλης τεχνολογίας έτσι ώστε η ηλεκτρόλυση του νερού και η μετατροπή του υδρογόνου σε ηλεκτρική ενέργεια να γίνεται από μία και μόνο μονάδα (Regenerative Fuel Cell, RFC).

Ο βασικός εξοπλισμός του συστήματος αποτελείται από δύο μονάδες ηλεκτρόλυσης (5 και 3 Nm³/h αντίστοιχα), τρεις δεξαμενές μεταλλοϋδριδίου τύπου AB₅ συνολικής αποθηκευτικής ικανότητας 100 Nm³ και μία μονάδα κυψέλης καυσίμου τύπου PEM ονομαστικής ισχύος 5 kW. Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, στο σύστημα ενσωματώθηκε και ψυκτική μονάδα για ανάκτηση θερμότητας από τα μεταλλοϋδρίδια και την κυψέλη καυσίμου. Στην Εικόνα I.3.2 απεικονίζεται το σύστημα και οι επιμέρους μονάδες που το αποτελούν:



Εικόνα I.3.2: Σύστημα συμπαραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας μέσω υδρογόνου στην Ιαπωνία

Τα κύρια συμπεράσματα που προέκυψαν από τη λειτουργία του συγκεκριμένου συστήματος αποθήκευσης ενέργειας είναι ότι η βέλτιστη διαχείριση θερμότητας μεταξύ των μονάδων ηλεκτρόλυσης, των μεταλλοϋδριδίων και της κυψέλης καυσίμου μπορεί να οδηγήσει σε υψηλές συνολικά αποδόσεις. Συγκεκριμένοι υπολογισμοί έδειξαν ότι με σωστή διαχείριση θερμότητας η συνολική απόδοση του συστήματος μπορεί να φτάσει σε επίπεδα της τάξεως του 45,8%.

1.3.2.3 Σύστημα ΑΠΕ – Τεχνολογιών υδρογόνου (Leicestershire, UK, 2006)

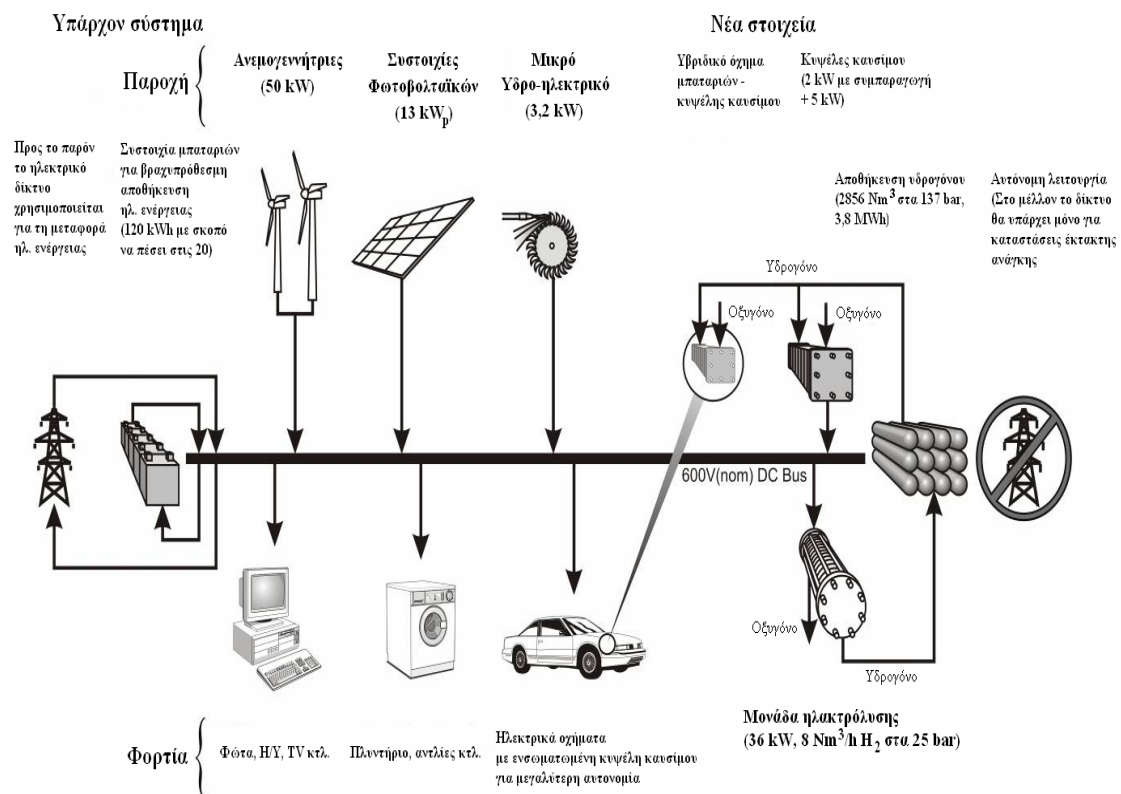
Ένα επιπλέον υβριδικό σύστημα ΑΠΕ – τεχνολογιών υδρογόνου έχει εγκατασταθεί στη Μεγάλη Βρετανία (West Bacon Farm, Leicestershire) στα πλαίσια του έργου HARI (Hydrogen and Renewables Integration). Με πρωτοβουλία του ιδιοκτήτη κατοικίας εγκαταστάθηκε σύστημα παροχής ισχύος με σκοπό την επίδειξη και προώθηση των ΑΠΕ, τη βελτιστοποίηση των μετατροπών ενέργειας και την αποθήκευση της πλεονάζουσας ενέργειας σε διάφορα μέσα συμπεριλαμβανομένων και των τεχνολογιών υδρογόνου.

Το συγκεκριμένο σύστημα παροχής ισχύος (Εικόνα 1.3.3) αποτελείται από δύο ανεμογεννήτριες των 25 kW, μία συστοιχία φωτοβολταϊκών των 13 kW_p και ένα μικρό υδροηλεκτρικό σύστημα συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 3,2 kW. Το σύστημα διαθέτει επίσης μία αντλία θερμότητας, μία μονάδα συμπαγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας με καύσιμο τροφοδοσίας LPG, καθώς και δύο οχήματα (το ένα ηλεκτρικό και το άλλο υβριδικό μπαταριών – πετρελαίου). Τα νέα στοιχεία που προστέθηκαν είναι μονάδα αλκαλικής ηλεκτρόλυσης (36 kW, 8 Nm³/h στα 25 bar), διάταξη φιαλών για την αποθήκευση του παραγόμενου υδρογόνου υπό πίεση (2.856 Nm³ στα 137 bar) και δύο κυψέλες καυσίμου τύπου PEM (2 και 5 kW αντίστοιχα). Η μονάδα ηλεκτρόλυσης παράγει υδρογόνο με τροφοδοσία περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας κυρίως από τις ανεμογεννήτριες και τη συστοιχία φωτοβολταϊκών. Το παραγόμενο υδρογόνο αποθηκεύεται στη συστοιχία φιαλών και μετατρέπεται ξανά σε ηλεκτρική ενέργεια με σκοπό είτε την κάλυψη φορτίων κατά περιόδους όπου η προσφορά από ΑΠΕ είναι ελλιπής, είτε τη φόρτιση και την αύξηση της αυτονομίας των δύο οχημάτων.

Σκοπός του έργου πέρα από την επίδειξη και την προώθηση των ΑΠΕ σε συνδυασμό με τεχνολογίες υδρογόνου ήταν και η διαστασιολόγηση με τη βελτιστοποίηση του. Εξετάστηκαν επίσης από τεχνο – οικονομικής πλευράς και σε επίπεδο λογισμικού (HOMER και TRNSYS) δύο εναλλακτικές διαχείρισης ηλεκτρικής ενέργειας (400 V AC και 600 V DC).

Τα αποτελέσματα της μελέτης έδειξαν καταρχάς συμφωνία μεταξύ των βέλτιστων παραμέτρων για τα δύο λογισμικά. Η ονομαστική ισχύς της ηλεκτρόλυσης και η χωρητικότητα της συστοιχίας των μπαταριών μπορούν να μειωθούν περαιτέρω. Η βελτιστοποίηση διαχείρισης της ηλεκτρικής ενέργειας έδειξε ότι το σύστημα είναι

αποδοτικότερο τεχνικά και οικονομικά αν λειτουργεί στα 600 V DC. Η ταυτόχρονη βελτιστοποίηση του σχεδιασμού και του ελέγχου είναι επιβεβλημένη. Η εμπειρία που αποκτήθηκε από τη μέχρι τώρα λειτουργία του συστήματος και διευρύνεται συνεχώς, συνεισφέρει στη διάδοση και προώθηση τέτοιων υβριδικών συστημάτων παροχής ισχύος. Μπορεί επίσης να συνεισφέρει στη διάδοση όλων αυτών των τεχνολογιών στην ευρύτερη βιομηχανία ενέργειας και έτσι στην ανάπτυξη μιας αειφόρου οικονομίας υδρογόνου.



Εικόνα 1.3.3: Σύστημα ΑΠΕ – Τεχνολογιών υδρογόνου στη Μεγάλη Βρετανία

1.3.2.4 Οικιακό σύστημα παροχής ισχύος φωτοβολταϊκών – υδρογόνου (Ιταλία, Como, 2007)

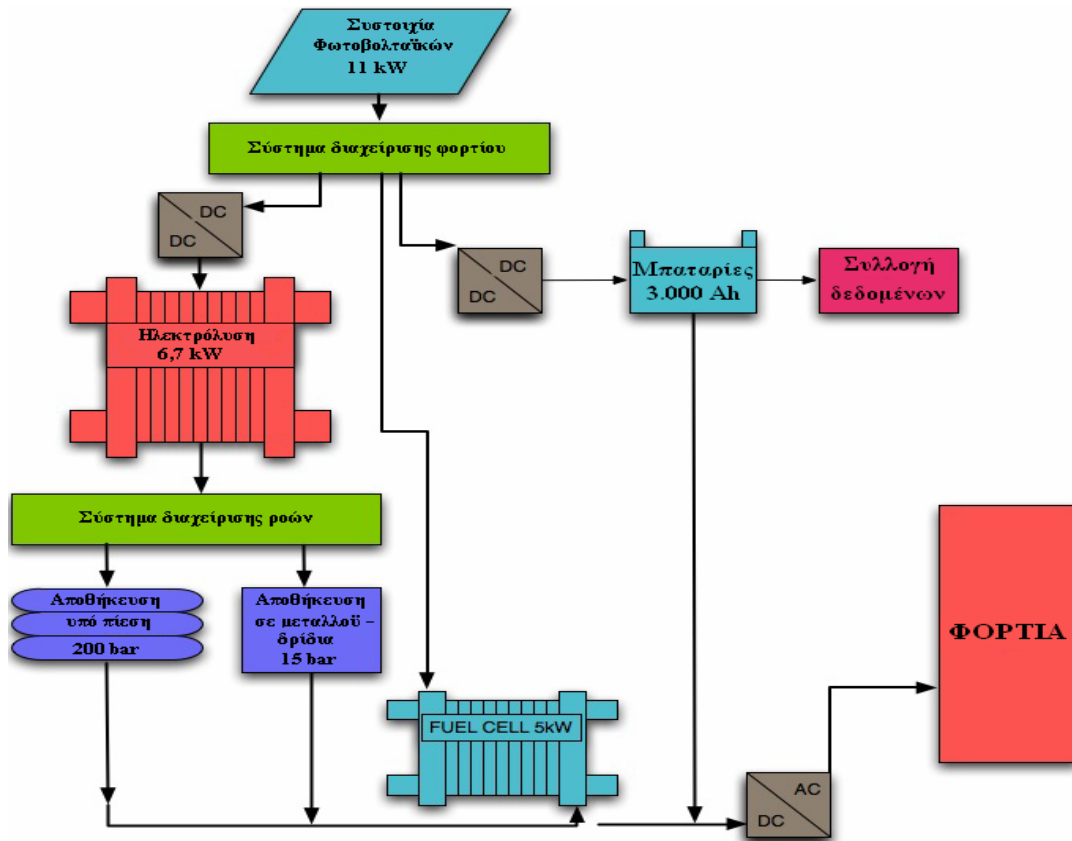
Τα κύρια στοιχεία του συστήματος παροχής ισχύος στην περιοχή Brunate (Como, Ιταλία) είναι μία συστοιχία φωτοβολταϊκών ονομαστικής ισχύος 11 kW_p, μία αλκαλική μονάδα ηλεκτρόλυσης του νερού ονομαστικής παραγωγής 1 Nm³/h με ενσωματωμένο συμπιεστή (200 bar), δύο εναλλακτικές αποθήκευσης υδρογόνου (συστοιχία φιαλών 90 Nm³ και δεξαμενή μεταλλοϋδριδίων 30 Nm³), μία συστοιχία

μπαταριών (48 V, 3.000 Ah) και τέλος μία κυψέλη καυσίμου τύπου PEM των 5 kW. Η συστοιχία φωτοβολταϊκών και η μονάδα ηλεκτρόλυσης συνδέονται με ξεχωριστό μετατροπέα DC/DC. Η κυψέλη καυσίμου και η συστοιχία των μπαταριών καταλήγουν μαζί με τη συστοιχία φωτοβολταϊκών σε κοινή ηλεκτρική γραμμή των 48 V (Εικόνα I.3.4).

Το σύστημα διαχείρισης φορτίου ελέγχει την ισχύ των φωτοβολταϊκών με τέτοιο τρόπο έτσι ώστε αυτή να μεταφέρεται απευθείας προς κάλυψη φορτίων όταν η μονάδα ηλεκτρόλυσης είναι απενεργοποιημένη. Το παραγόμενο από τη μονάδα ηλεκτρόλυσης υδρογόνο ελέγχεται μέσω του συστήματος διαχείρισης ροών.

Η στρατηγική ελέγχου του συγκεκριμένου συστήματος παροχής ισχύος είναι διαμορφωμένη έτσι ώστε η δεξαμενή αποθήκευσης υδρογόνου σε μεταλλοϋδρίδια να είναι η κύρια και η συστοιχία φιαλών η δευτερεύουσα. Έτσι, το παραγόμενο υδρογόνο αποθηκεύεται κατά προτεραιότητα στα μεταλλοϋδρίδια, ενώ όταν απαιτείται υδρογόνο από την κυψέλη καυσίμου, αυτό τροφοδοτείται πάλι κατά προτεραιότητα από τα μεταλλοϋδρίδια. Τα φορτία είναι ιδιωτικής κατοικίας και η κάλυψή τους πραγματοποιείται είτε μέσω της κυψέλης καυσίμου, είτε μέσω της συστοιχίας των μπαταριών, είτε απευθείας από τη συστοιχία των φωτοβολταϊκών όταν η μονάδα ηλεκτρόλυσης είναι απενεργοποιημένη. Ο παραπάνω έλεγχος βασίζεται στο σύστημα διαχείρισης φορτίου.

Σκοπός της ανάπτυξης του συστήματος ήταν η συνολική αξιολόγησή του από τεχνικής και οικονομικής πλευράς. Τεχνικά και οικονομικά δεδομένα χρησιμοποιήθηκαν επίσης ως βασικές παράμετροι εισόδου σε λογισμικό εργαλείο προκειμένου να γίνει βελτιστοποίηση της συνολικής απόδοσης. Η βέλτιστη διαχείριση και ο βέλτιστος έλεγχος ροής ενέργειας αποτέλεσε ακόμα ένα κύριο στοιχείο μελέτης. Τέλος, εξετάστηκαν διαφορετικές μέθοδοι θέρμανσης των μεταλλοϋδριδίων με στόχο την παροχή υδρογόνου προς την κυψέλη καυσίμου. Συγκεκριμένα εξετάστηκε η εκμετάλλευση της εκπεμπόμενης θερμότητας από την κυψέλη καυσίμου και η παροχή θερμότητας μέσω ηλιακών συλλεκτών.



Εικόνα 1.3.4: Απεικόνιση οικιακού υβριδικού συστήματος ΑΠΕ – τεχνολογιών υδρογόνου στην Ιταλία

1.3.3 Τεχνολογίες υδρογόνου σε συστήματα παροχής ισχύος νησιών

Το ηλεκτρικό δίκτυο σε απομακρυσμένες ή/και απομονωμένες περιοχές συμπεριλαμβανομένων και των νησιών εμφανίζει σημαντικές αδυναμίες κυρίως ως προς τη σταθερότητά του, γεγονός που αποτελεί ένα από τα σημαντικότερα εμπόδια στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ. Τα υβριδικά συστήματα ΑΠΕ – τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας συμπεριλαμβανομένων και των τεχνολογιών υδρογόνου, παρουσιάζονται ως λύση στο πρόβλημα και γι' αυτό αποτελούν αντικείμενο έρευνας τόσο σε ευρωπαϊκή όσο και παγκόσμια κλίμακα. Η εμπειρία που αποκτάται από τη λειτουργία σταθερών εφαρμογών, όπως αυτών που αναφέρθηκαν στην προηγούμενη ενότητα, αλλά και από την εγκατάσταση και λειτουργία υβριδικών συστημάτων σε νησιά είναι πολύ σημαντική και συνεισφέρει στη διάδοση αυτών των τεχνολογιών. Η διευκόλυνση της διείσδυσης των ΑΠΕ σε νησιά προωθείται της μέσω κατάλληλων τροποποιήσεων στα νομοθετικά και ρυθμιστικά πλαίσια (ερευνητικό πρόγραμμα

«STORIES», 2007 – 2010). Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται το ήδη εγκατεστημένο υβριδικό συστήματα ΑΠΕ – τεχνολογιών υδρογόνου στο νησί Utsira της Νορβηγίας, καθώς και αποτελέσματα μελετών επαναπροσδιορισμού των ΑΠΕ και των τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας για το νησί Corvo της Πορτογαλίας.

1.3.3.1 Υβριδικό σύστημα παροχής ισχύος στο νησί Utsira (Νορβηγία, 2004)

Η εταιρεία ανεμογεννητριών Enercon σε συνεργασία με τη νορβηγική εταιρεία Norsk Hydro (τεχνολογίες υδρογόνου και ΑΠΕ) ανέπτυξαν επιδεικτικό υβριδικό σύστημα ανεμογεννητριών – τεχνολογιών υδρογόνου ως αποθηκευτικό μέσο ενέργειας, στο νησί Utsira στη Νορβηγία. Ο δήμος του συγκεκριμένου νησιού φιλοδοξεί στην πλήρη τροφοδοσία του με ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ (Eide et al., 2004).



Εικόνα 1.3.5: Άποψη του συστήματος ανεμογεννητριών – υδρογόνου στο νησί Utsira (Νορβηγία, Eide et al., 2004)

Το νησί Utsira βρίσκεται σε απόσταση 1,5 ώρας με βάρκα από τις δυτικές ακτές της Νορβηγίας. Διαθέτει το μικρότερο πληθυσμό από όλους τους δήμους της χώρας (περίπου 230 κάτοικοι) και εκτείνεται σε συνολική έκταση των 6,15 km². Το νησί είναι συνδεδεμένο με υποθαλάσσιο καλώδιο με το υπόλοιπο ηπειρωτικό ηλεκτρικό δίκτυο, ενώ παλαιότερα υπήρχε πάνω στο νησί θερμική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας βασισμένη στο πετρέλαιο diesel. Ο κύριος στόχος της

ανάπτυξης του υβριδικού συστήματος αιολικής ενέργειας – τεχνολογιών υδρογόνου ήταν η ενεργειακή ανεξάρτηση του νησιού από το υπόλοιπο ηπειρωτικό δίκτυο και κατ' επέκταση η κατάργηση λειτουργίας του υποθαλάσσιου καλωδίου. Ο αρχικός σχεδιασμός στόχευε στην κάλυψη των φορτίων αιχμής αλλά και των υπόλοιπων ενεργειακών αναγκών δέκα νοικοκυριών. Η τροφοδοσία και η ποιότητα ισχύος από το υβριδικό αυτόνομο σύστημα παροχής ισχύος θα έπρεπε να είναι συγκρίσιμες με αυτές που προέρχονταν από το υποθαλάσσιο καλώδιο. Υπό αυτές τις συνθήκες και ύστερα από λεπτομερείς προσομοιώσεις σχεδιασμού, τα στοιχεία που συνθέτουν το συγκεκριμένο σύστημα παροχής ισχύος παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

Πίνακας I.3.1: Επιμέρους στοιχεία εξοπλισμού του συστήματος παροχής ισχύος στο νησί Utsira

Βασικά στοιχεία	Τεχνικά χαρακτηριστικά
Ανεμογεννήτριες	600 kW
Μπαταρίες	50 kWh
Σφόνδυλοι	5 kWh, 200 KW _{max}
Μονάδα συγχρονισμού	100 kVA
Ηλεκτρόλυση	10 Nm ³ , 48 kW
Μονάδα αποθήκευσης υδρογόνου	12 m ³ στα 200 bar (2.400 Nm ³)
ΜΕΚ υδρογόνου	55 kW
Κυψέλη καυσίμου	10 kW

Κοινό σημείο αναφοράς και λειτουργίας όλων των στοιχείων που απαρτίζουν το αυτόνομο σύστημα παροχής ισχύος στο νησί είναι η ηλεκτρική γραμμή 400 V στα 50 Hz. Η ισχύς μεταφέρεται από τον κεντρικό σταθμό σε έναν υποσταθμό μέσω ξεχωριστού μετασχηματιστή (315 – kVA, 22/0,4 kV) και με τη βοήθεια καλωδίου 1,5 km. Τα δέκα νοικοκυριά συνδέονται με τον υποσταθμό στα 230 V που είναι και το καθιερωμένο επίπεδο τάσης στη Νορβηγία. Στον υποσταθμό υπάρχει ειδικά διαμορφωμένη ηλεκτρική διάταξη για την εύκολη εναλλαγή από αυτόνομη σε διασυνδεδεμένη λειτουργία σε περίπτωση κάποιας αστοχίας. Έτσι, από τη μια πλευρά υπάρχει εναλλακτική τροφοδοσία μέσω δικτύου η οποία συμβάλει στην αδιάκοπη παροχή ισχύος στα νοικοκυριά και από την άλλη πλευρά το ίδιο το δίκτυο απορροφά την πλεονάζουσα ισχύ από το αυτόνομο σύστημα, καλύπτοντας έτσι και πιθανές απαιτήσεις τεχνικής και οικονομικής φύσεως που μπορεί να προκύπτουν.

Η ανεμογεννήτρια των 600 kW που είναι ενσωματωμένη στο αυτόνομο σύστημα παροχής ισχύος διαθέτει ξεχωριστό αντιστροφέα (300 kW), ο οποίος βοηθάει στη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας από την πλευρά του συνεχούς ρεύματος (DC) της ανεμογεννήτριας στο αυτόνομο σύστημα παροχής ισχύος. Η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια (ενέργεια που ούτε απορροφάται από το σύστημα ούτε είναι δυνατόν να μετατραπεί σε υδρογόνο λόγω γεμάτης δεξαμενής) της συγκεκριμένης ανεμογεννήτριας αλλά και της επιπλέον που έχει εγκατασταθεί και λειτουργεί παράλληλα, απορροφάται από το ηπειρωτικό δίκτυο. Η ισχύς που τροφοδοτείται στο αυτόνομο σύστημα ποικίλλει κατά αναλογία εξαρτάται από την ταχύτητα του ανέμου. Λόγω του ενσωματωμένου αντιστροφέα των 300 kW, το σύστημα είναι σαν να διαθέτει εικονικά μια ανεμογεννήτρια των 300 kW.

Μέσω του συστήματος παροχής ισχύος στο νησί Utsira διαπιστώθηκε η σημασία της έμφασης που πρέπει να δίνεται σε θέματα ενσωμάτωσης εξοπλισμού, από την πρώτη κιόλας στιγμή που ξεκινά το πρόγραμμα. Πιο συγκεκριμένα, τα κύρια συμπεράσματα ήταν:

- Προσεκτικές εκτιμήσεις και παραδοχές σχετικά με τη στατική και δυναμική συμπεριφορά των τεχνολογιών υδρογόνου.
- Πριν τις τελικές διασυνδέσεις στον κεντρικό ηλεκτρικό βρόγχο θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη οι απαιτήσεις που προκύπτουν και οι προδιαγραφές που πρέπει να τηρούνται σχετικά με την ποιότητα της παρεχόμενης ισχύος.
- Όλες οι διασυνδέσεις στο βρόγχο ελέγχου θα πρέπει να είναι ελεγμένες και να υπακούν σε συγκεκριμένα πρότυπα. Πολλές φορές οι προμηθευτές συστημάτων ελέγχου αναπτύσσουν ιδιόκτητα πρότυπα με αποτέλεσμα να μην υπάρχει συμβατότητα και κατ' επέκταση επικοινωνία μεταξύ διαφορετικών συστημάτων ελέγχου. Καλό θα είναι να επιλέγεται αξιόλογο πρωτόκολλο επικοινωνίας, συμβατό με τα επιμέρους συστήματα ελέγχου και βασισμένο σε βιομηχανικά πρότυπα.
- Η τοποθεσία, η ποιότητα παροχής ισχύος καθώς και η συντήρηση του συνόλου του εξοπλισμού είναι παράμετροι που θα πρέπει να συμπεριλαμβάνονται στον αρχικό σχεδιασμό.

Εδώ πρέπει να σημειωθεί πως κάποια προβλήματα προέκυψαν κατά την προσπάθεια τροφοδοσίας ισχύος από την εγκατεστημένη κυψέλη καυσίμου στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο.

1.3.3.2 Ενσωμάτωση τεχνολογιών αιολικής ενέργειας και υδρογόνου στο νησί Corvo (2011)

Το νησί Corvo είναι το μικρότερο από ένα συγκρότημα εννέα νησιών, το οποίο ονομάζεται Αζόρες και ανήκει στην Πορτογαλία (Εικόνα I.3.6). Ο πληθυσμός του φτάνει της 380 κατοίκους. Το συγκεκριμένο νησί έχει ετήσιες ενεργειακές απαιτήσεις της τάξεως των 1084 MWh με φορτίο αιχμής τα 182 kW. Το φορτίο του νησιού καλύπτεται από το υπάρχον σύστημα παροχής ισχύος, το οποίο αποτελείται από δύο θερμικές μονάδες των 120 kW και δύο θερμικές μονάδες των 160 kW. Σε λειτουργία βρίσκονται μόνο δύο από αυτές τις τέσσερις μονάδες (μία των 120 και μία των 160 kW).



Εικόνα I.3.6: Το νησί Corvo στις Αζόρες

Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων αλλά και της ευρύτερης μελέτης που πραγματοποιήθηκε για το Corvo (O. – S. Parissis et al., 2011) και παρουσιάζεται στην παρούσα ενότητα, προέκυψαν από δεδομένα των τοπικών αρμόδιων αρχών ενέργειας

και από προηγούμενες μελέτες που πραγματοποιήθηκαν για το νησί στα πλαίσια του έργου STORIES (ερευνητικό πρόγραμμα «STORIES», 2007 – 2010).

Το κόστος της παραγόμενης ενέργειας για το νησί ανέρχεται στα 259 €/MWh. Το κόστος αυτό είναι σχετικά υψηλό και προέκυψε με τιμή 0,816 €/L για το πετρέλαιο diesel. Η συνολική κατανάλωση καυσίμου (diesel) ανέρχεται στα 288.051 L/yr, ενώ και οι ετήσιες εκπομπές CO₂ ανέρχονται στα 758.532 kg/yr. Το υψηλό κόστος της παραγόμενης ενέργειας σε συνδυασμό με τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις και την ασφάλεια στην παροχή ισχύος κάνουν την ανάγκη για εκμετάλλευση του δυναμικού των ΑΠΕ ακόμα πιο επιτακτική.

Η κεντρική ιδέα για το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος ήταν η αντικατάσταση μέρους της ενέργειας που προέρχεται από συμβατικά καύσιμα με ενέργεια που προέρχεται από υβριδικό σύστημα παροχής ισχύος βασισμένο σε ανεμογεννήτριες και τεχνολογίες υδρογόνου. Η μονάδα ηλεκτρόλυσης του νερού τροφοδοτείται με περίσσεια ηλεκτρική ενέργεια από τις ανεμογεννήτριες και παράγει υδρογόνο. Το παραγόμενο υδρογόνο αποθηκεύεται σε δεξαμενή υπό πίεση και χρησιμοποιείται για την τροφοδοσία κυψέλης καυσίμου προς παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη φορτίου όταν αυτό είναι αναγκαίο.

Σύμφωνα με τις προσομοιώσεις το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος για το Corvo αποτελείται από τα εξής:

- 2 ανεμογεννήτριες των 100 kW η καθεμία
- 1 θερμική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (120 kW)
- 1 θερμική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (160 kW)
- 1 κυψέλη καυσίμου τύπου PEM ονομαστικής ισχύος 50 kW
- 1 μονάδα αλκαλικής ηλεκτρόλυσης ονομαστικής ισχύος 80 kW (19 Nm³/h)
- 1 συμβατική μονάδα αποθήκευσης υδρογόνου υπό πίεση (200 kg H₂)

Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων έδειξαν επίσης πως το κόστος της παραγόμενης ενέργειας μειώθηκε πλέον στα 145 €/MWh (43% μείωση), ενώ και το ποσοστό της σε ΑΠΕ είναι μεγαλύτερο από το μισό. Πιο συγκεκριμένα το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος του νησιού ανέβηκε από 0 στο 80%. Η ενσωμάτωση ΑΠΕ και τεχνολογιών υδρογόνου στο σύστημα παροχής ισχύος του νησιού είχε επίσης ως αποτέλεσμα τη σημαντική μείωση των

ρύπων και την κατά 69 % μείωση στην εξάρτηση από την εισαγωγή diesel. Σημειώνεται πως στις προσομοιώσεις ενσωματώθηκε επιδότηση ύψους 30% στις ανεμογεννήτριες και 50% στις τεχνολογίες υδρογόνου. Στον Πίνακα I.3.2 βρίσκονται συγκεντρωμένα τα χαρακτηριστικά του υπάρχοντος και του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος για το νησί Κοργο:

Πίνακας I.3.2: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα υπάρχοντος και προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος για το νησί Κοργο

Παράμετροι	Υπάρχον σύστημα	Προτεινόμενο σύστημα
Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων (kW)	560	280
Εγκατεστημένη ισχύς ανεμογεννητριών (kW)	0	200
Κυψέλη καυσίμου (kW)	0	50
Ετήσια παραγωγή ενέργειας (kWh/y)	1.084.413	1.557.893
Ζητούμενη ηλεκτρική ενέργεια (kWh/y)	1.084.411	1.084.411
Περίσσεια ηλεκτρική ενέργεια (kWh/y)	0	153.472
Ποσοστό ΑΠΕ (%)	0	80
Κατανάλωση diesel (L/y)	288.051	89.024
Κόστος παραγόμενης ενέργειας (€/MWh)	259	145
Κόστος παραγόμενης ενέργειας χωρίς επιδότηση (€/MWh)	259	179
Εκπομπές CO ₂ (kg/y)	758.532	234.323
Εκπομπές CO (kg/y)	1.872	621
Εκπομπές άκαυστων H/C (kg/y)	207	68,7
Εκπομπές μικροσωματιδίων (PM10, kg/y)	141	46,8
Εκπομπές SO ₂ (kg/y)	1.523	471
Εκπομπές NO _x (kg/y)	16.707	5.537

Πέρα από τα εμφανή οφέλη τεχνικής φύσεως που παρουσιάζονται στον I.Πίνακα 3.2, προκύπτουν και οικονομικά οφέλη από περαιτέρω αναλύσεις που πραγματοποιήθηκαν. Οι αναλύσεις αυτές πραγματοποιήθηκαν βάσει μεγεθών όπως η καθαρή παρούσα αξία (Net Present Value, NPV) και το προεξοφλητικό επιτόκιο που μηδενίζει την καθαρή παρούσα αξία μιας επένδυσης (Internal Rate of Return, IRR). Για τη σύγκριση δύο επενδύσεων με ίδια NPV, αυτή που επιστρέφει γρηγορότερα χρήματα είναι αυτή με το μεγαλύτερο IRR, μέγεθος κατά το οποίο λαμβάνονται υπόψη και οι ταμειακές ροές. Τα αποτελέσματα έδειξαν πως η επένδυση στο

προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος για το νησί Κορνο είναι κερδοφόρα. Επίσης, ανάλυση κόστους – οφέλους έδειξε πως μια τέτοια επένδυση είναι κερδοφόρα όχι μόνο για τον ίδιο τον επενδυτή αλλά και για το σύνολο της κοινωνίας.

1.4. Εφαρμογή τεχνολογιών υδρογόνου στον τομέα των μεταφορών

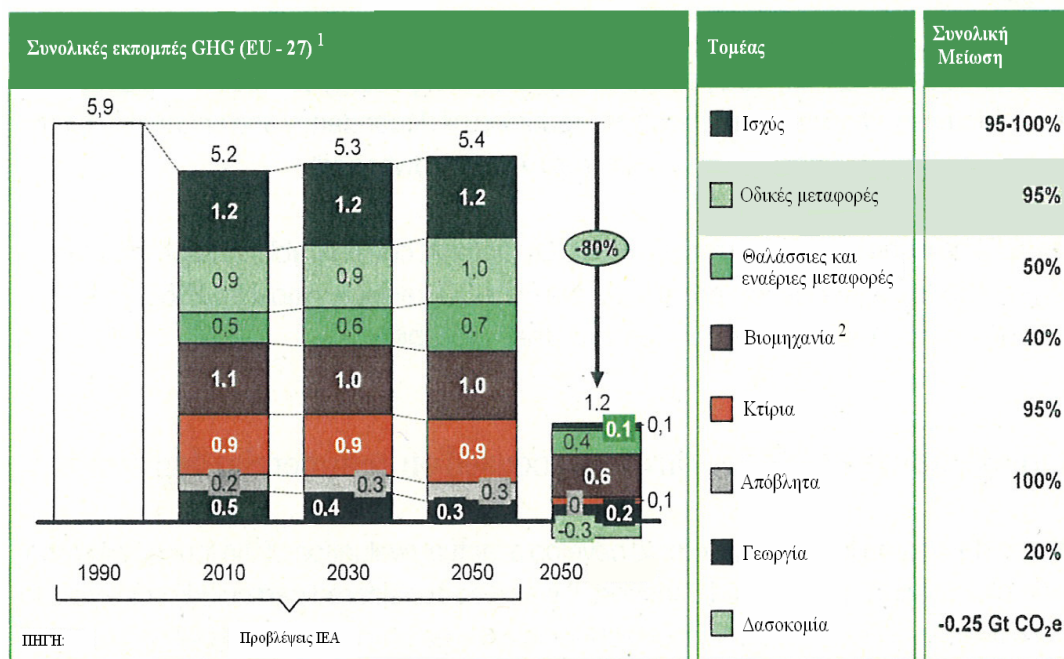
1.4.1 Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της μελέτης McKinsey (McKinsey and Company, 2010), η οποία καταστρώθηκε με σκοπό την αποτύπωση του ρόλου των επιβατικών ηλεκτρικών οχημάτων με μπαταρία, των υβριδικών με βύσμα εισαγωγής σε πρίζα και των ηλεκτροκίνητων με κυψέλη καυσίμου στον τομέα των μεταφορών στην Ευρώπη. Η ανάλυση που πραγματοποιήθηκε στα πλαίσια της μελέτης αυτής, έγινε βάσει δεδομένων βιομηχανικής ιδιοκτησίας και βάσει μόνο επιβατικών οχημάτων. Μεσαία οχήματα και οχήματα βαρέως τύπου δεν έχουν ληφθεί υπόψη. Η μελέτη McKinsey έχει εκπονηθεί εξ' ονόματος πλήθους εταιρειών και οργανισμών που είτε έμμεσα είτε άμεσα σχετίζονται με τις κατηγορίες ηλεκτρικών οχημάτων που αναφέρονται παραπάνω. Οι αυτοκινητοβιομηχανίες είναι οι εξής: BMW AG, Daimler AG, Ford, General Motors LLC, Honda R&D, Hyundai Motor Company, Kia Motors Corporation, Nissan, Renault, Toyota Motor Corporation και Volkswagen. Αντίστοιχα οι εταιρείες πετρελαίου και φυσικού αερίου είναι οι εξής: ENI Refining and Marketing, Galp Energia, OMV Refining and Marketing GmbH, Shell Downstream Services International B.V. και Total Raffinage Marketing. Επίσης, η μελέτη εκπονήθηκε εξ' ονόματος επιχειρήσεων κοινής ωφέλειας (EnBW Baden-Wuerttemberg AG, Vattenfall), βιομηχανικών εταιρειών αερίων (Air Liquide, Air Products, The Linde Group), καθώς και εταιρειών κατασκευής εξοπλισμού αυτοκινήτων (Intelligent Energy Holdings plc, Powertech). Από πλευράς εταιρειών και οργανισμών που σχετίζονται άμεσα ή έμμεσα με τις τεχνολογίες υδρογόνου συμμετείχαν εταιρείες μονάδων ηλεκτρόλυσης (ELT Elektrolyse Technik, Hydrogenics, Hydrogen Technologies, Proton Energy Systems), μία εταιρεία εξοπλισμού αιολικής ενέργειας (Nordex), ένας μη – κυβερνητικός οργανισμός (European ClimAte Foundation) και τέλος δύο κυβερνητικοί οργανισμοί (European Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, NOW GmbH).

Το Σεπτέμβριο του 2009, η Ευρωπαϊκή Ένωση και η ηγεσία των οχτώ ισχυρότερων βιομηχανικά χωρών συμφώνησαν πως οι εκπομπές CO₂ θα πρέπει να μειωθούν κατά 80% (έτος βάσης: 1990) μέχρι το 2050, προκειμένου η συγκέντρωση του CO₂ στην

ατμόσφαιρα να σταθεροποιηθεί στα 450 ppm (ισοδύναμου CO₂) και η υπερθέρμανση του πλανήτη να παραμείνει κάτω από το ασφαλές όριο των 2 °C. Μείωση 80% των εκπομπών του CO₂ σε παγκόσμιο επίπεδο μεταφράζεται σε 95% απεξάρτηση του τομέα των οδικών μεταφορών από τον άνθρακα (Διάγραμμα I.4.1).

Ετήσιο ισοδύναμο CO₂ (Gt)



¹ Στις προβλέψεις έχουν συμπεριληφθεί μεγάλες βελτιώσεις στην απόδοση ιδιαίτερα για τη βιομηχανία
² Για το 50% της βάριας βιομηχανίας προβλέπεται δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα (CCS)

ΠΗΓΗ: www.roadmap2050.eu

Διάγραμμα I.4.1: 80% μείωση των εκπομπών CO₂ απαιτεί 95 % απεξάρτηση του τομέα των οδικών μεταφορών από τον άνθρακα

Ο στόχος αυτός είναι αδύνατον να επιτευχθεί μόνο μέσα από τη βελτίωση των μηχανών εσωτερικής καύσης ακόμα και σε συνδυασμό με τη χρήση των βιοκαυσίμων. Με τον αριθμό των επιβατικών αυτοκινήτων να αυξάνεται συνεχώς σε συνδυασμό με την έλλειψη και το αυξανόμενο κόστος των πηγών ενέργειας, η χρήση και η περαιτέρω ανάπτυξη των ηλεκτρικών οχημάτων, συμπεριλαμβανομένων και των οχημάτων κυψελών καυσίμου (FCEVs), γίνεται επιτακτική. Σκοπός λοιπόν της μελέτης McKinsey ήταν η σύγκριση της απόδοσης, των λειτουργικών χαρακτηριστικών και του κόστους των ηλεκτροκίνητων οχημάτων όπως τα ηλεκτρικά οχήματα μπαταρίας (Battery Electric Vehicles, BEVs), τα ηλεκτρικά οχήματα κυψέλης καυσίμου (Fuel Cell Electric Vehicles, FCEVs) και τα υβριδικά ηλεκτρικά

με βύσμα εισαγωγής σε πρίζα (Plug-in Hybrid Electric Vehicles, PHEVs), με τα συμβατικά επιβατικά οχήματα μηχανής εσωτερικής καύσης (Internal Combustion Engine Vehicles, ICEs).

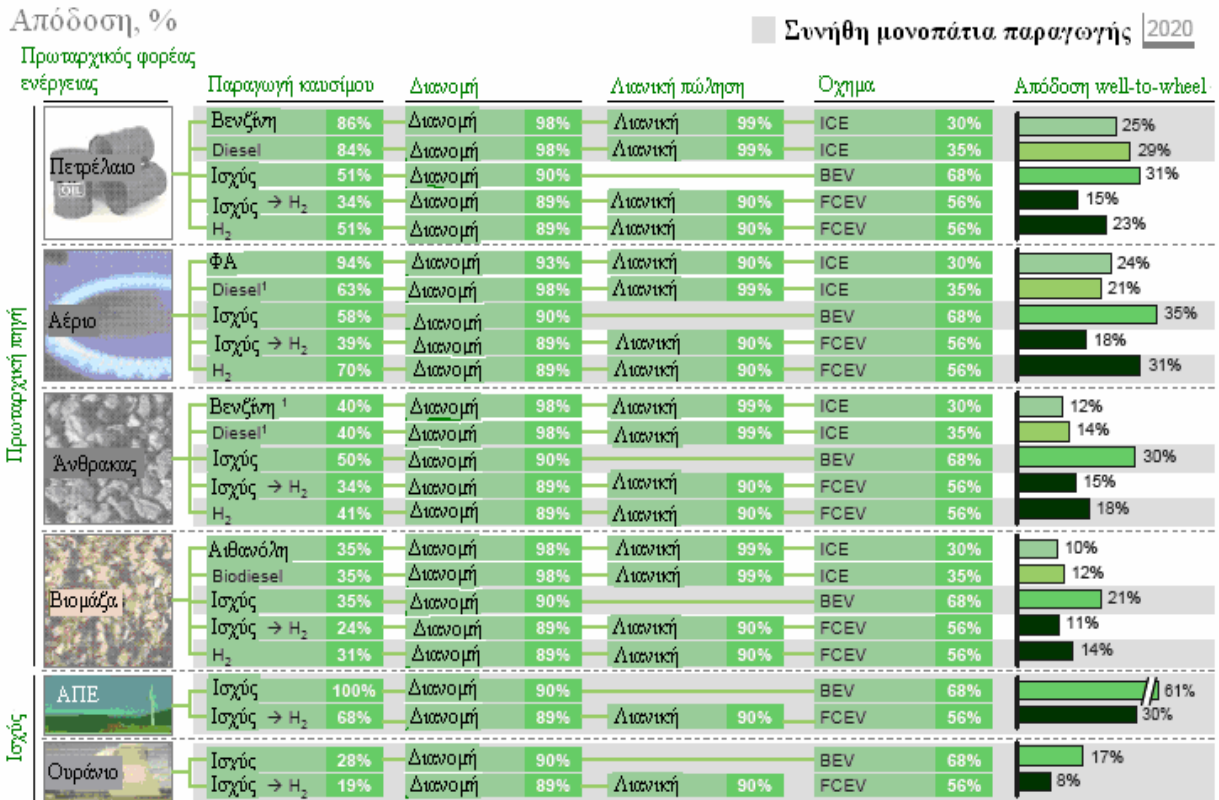
1.4.2 Αξιολόγηση ηλεκτρικών οχημάτων και οχημάτων κυψελών καυσίμου

1.4.2.1 Πλεονεκτήματα ηλεκτρικών οχημάτων

Όλες οι κατηγορίες ηλεκτρικών οχημάτων (BEVs, PHEVs και FCEVs) είναι απαραίτητες προκειμένου να επιτευχθεί ο στόχος της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τη μείωση του CO₂.

Τα πλεονεκτήματα των ηλεκτρικών οχημάτων έναντι των αντίστοιχων οχημάτων μηχανής εσωτερικής καύσης είναι τα εξής:

- Τα ηλεκτρικά οχήματα έχουν μηδενικούς ρύπους κατά την οδήγηση βελτιώνοντας κατά τόπους την ποιότητα του αέρα. Ανάλογα με την πρωταρχική πηγή ενέργειας που χρησιμοποιείται, τα ηλεκτρικά οχήματα δύναται να πλησιάσουν τη σχεδόν μηδενική εκπομπή CO₂ (αυτό συνήθως φαίνεται στην απεικόνιση εκπομπών που ενσωματώνουν το αποτύπωμα CO₂ για την παραγωγή του καυσίμου, αλλά και για την μετατροπή του από το εκάστοτε όχημα, Εικόνα 1.4.1). Οι κατηγορίες οχημάτων μηδενικών εκπομπών συμβαδίζουν με την απεξάρτηση της ενεργειακής αλυσίδας από τον άνθρακα. Η δυνατότητα της εξάλειψης των εκπομπών από την κεντρική παραγωγή υδρογόνου αποτελεί βασικό πλεονέκτημα των FCEVs.



¹ Παραγωγή βενζίνης και πετρελαίου μέσω της διαδικασίας Fischer-Tropsch

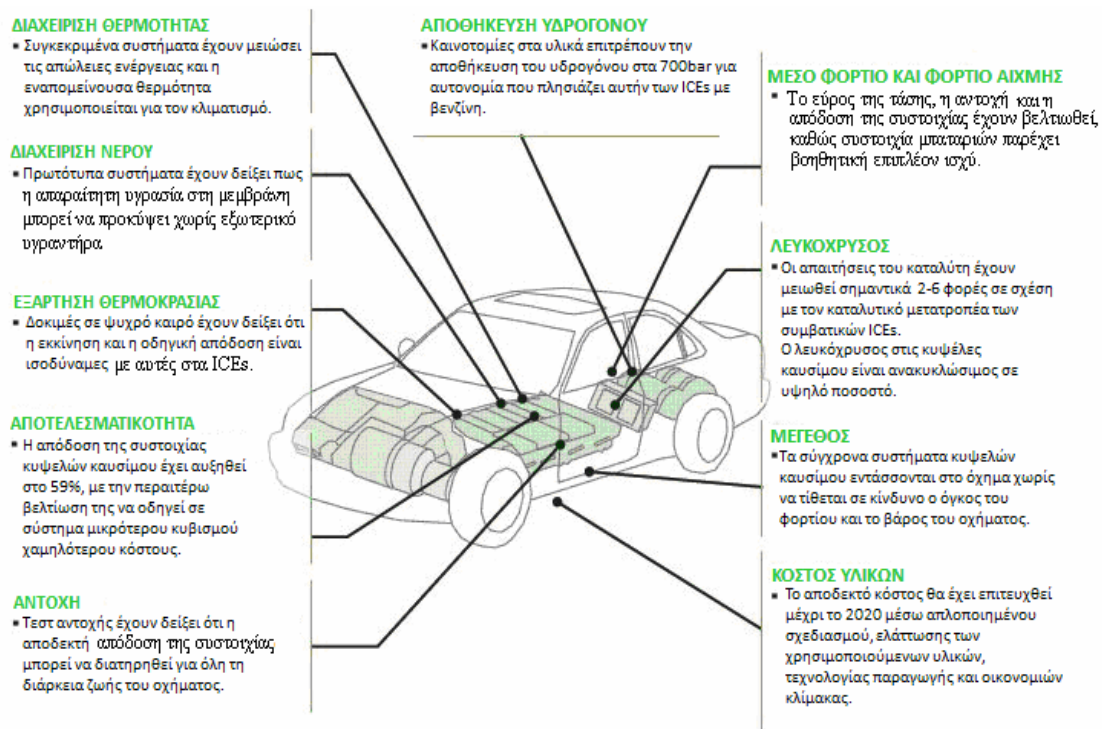
Πηγή: CONCAWE-EUCAR JEC-WTW study; study analysis

Εικόνα I.4.1: Η απόδοση από το «πηγάδι στη ρόδα» (well-to-wheel) για διάφορες κατηγορίες οχημάτων

- Τα ηλεκτρικά οχήματα μπορούν να τροφοδοτηθούν από ευρύ πλήθος πρωταρχικών πηγών ενέργειας όπως για παράδειγμα το φυσικό αέριο, ο άνθρακας, η βιομάζα, η αιολική, η ηλιακή και η πυρηνική ενέργεια. Με αυτό τον τρόπο μειώνεται η εξάρτηση από το πετρέλαιο και ενισχύεται η ενεργειακή ασφάλεια (π.χ. μέσω της σταθεροποίησης ενός ολοένα και πιο ασταθούς δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας).
- Παρόλο που τα οχήματα που ενσωματώνουν μηχανή εσωτερικής καύσης δύναται να μειώσουν το αποτύπωμά τους σε CO₂ μέσω της βελτίωσης στην απόδοσή τους, αυτό από μόνο του δεν είναι αρκετό για να επιτευχθούν οι στόχοι της ΕΕ για μείωση του CO₂. Από την άλλη πλευρά, η πλήρης απεξάρτηση από τον άνθρακα μέσω βιοκαυσίμων εξαρτάται εκτός των άλλων και από τη διαθεσιμότητά της.

1.4.2.2 Η εμπορική αξιοποίηση των οχημάτων κυψελών καυσίμου

Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, 30 περίπου ενδιαφερόμενοι φορείς συμφώνησαν στην ανάπτυξη μιας μελέτης αξιολόγησης των τεσσάρων κατηγοριών οχημάτων (BEVs, PHEVs, FCEVs, ICEs) και του ρόλου τους στην απεξάρτηση των οδικών μεταφορών από τον άνθρακα. Θεωρήθηκε επίσης απαραίτητη η επανεκτίμηση του ρόλου των οχημάτων κυψελών καυσίμου υπό το πρίσμα νέων τεχνολογικών καινοτομιών στα ηλεκτρικά συστήματα και στα συστήματα κυψελών καυσίμου, τα οποία παρουσιάζουν αυξημένη απόδοση και οικονομική πλέον ανταγωνιστικότητα (Εικόνα I.4.2).



Εικόνα I.4.2: Με όλα τα τεχνολογικά εμπόδια να έχουν ξεπεραστεί, τα FCEVs είναι πλέον έτοιμα να περάσουν από την επίδειξη στην εμπορική αξιοποίηση

Παλαιότερες έρευνες προέβλεπαν ότι όλες οι τεχνολογικές προκλήσεις θα αντιμετωπίζονταν ταυτόχρονα μέσα σε μερικά χρόνια. Στην πραγματικότητα αυτό έγινε σταδιακά, με σταθερή αλλά αξιόλογη εξέλιξη σε όλους της βασικούς τομείς:

- Με την υλοποίηση της τεχνολογίας αποθήκευσης των 700 bar, η χωρητικότητα αποθήκευσης υδρογόνου αυξήθηκε-χωρίς να θυσιαστεί ο όγκος- με αποτέλεσμα η αυτονομία να πλησιάζει αυτή των ICEs με καύσιμο τη βενζίνη. Γενικά, οι ανησυχίες για την ασφάλεια έχουν αντιμετωπιστεί επαρκώς.
- Επετεύχθη ψυχρή εκκίνηση στους -25°C και ακόμα λίγο παρακάτω, εξ' αιτίας ανάπτυξης στρατηγικών εκτόνωσης κατά τον τερματισμό λειτουργίας και εξ' αιτίας ανάπτυξης νέων υλικών μέσω των οποίων βελτιστοποιείται η διαχείριση θερμότητας μέσα στις συστοιχίες.
- Η αντοχή, η ανθεκτικότητα και συνεπώς το κόστος έχουν βελτιωθεί σημαντικά εξ' αιτίας της κατανόησης των μηχανισμών που διέπουν τις παραμέτρους αυτές, εξ' αιτίας ενσωμάτωσης αντισταθμικών μέτρων, όπως τα ενισχυμένα υλικά (π.χ. λειτουργικοί ή νανοδομημένοι καταλύτες) και τέλος λόγω καλύτερης διαχείρισης της τάσης στα κελιά των συστοιχιών.
- Με την ανάπτυξη τεχνολογιών δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα (CCS), γίνονται βιώσιμες ολόένα και περισσότερες μέθοδοι παραγωγής υδρογόνου χαμηλού κόστους και χαμηλών εκπομπών CO_2 .

Αναπτύχθηκαν ακόμα κοινά πρότυπα για τον εξοπλισμό των FCEVs αλλά και του υδρογόνου γενικότερα. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την άρση της πολυπλοκότητας τέτοιων συστημάτων, καθώς και τη μείωση του κόστους τους. Μέσω των προτύπων που αναπτύχθηκαν από τη SAE (Society of Automotive Engineers) και τον ISO (International Organization of Standardization) καθιερώθηκε κοινή συνδεσμολογία, κοινά όρια ασφάλειας και κοινές λειτουργικές απαιτήσεις συστημάτων για τον ανεφοδιασμό του υδρογόνου. Τα ηλεκτρικά συστήματα αναφέρεται ότι υπακούουν σε ήδη υπάρχοντα πρότυπα ασφάλειας των ίδιων οργανισμών.

Με περισσότερα από 500 επιβατικά αυτοκίνητα –μεγάλα ή μικρά- να καλύπτουν πάνω από 15 εκατομμύρια χιλιόμετρα και να κάνουν πάνω από 90.000 ανεφοδιασμούς, τα FCEVs θεωρείται πλέον ότι έχουν δοκιμαστεί εκτενώς στο περιβάλλον των καταναλωτών. Το αποτέλεσμα είναι το ενδιαφέρον τώρα να έχει μεταφερθεί από την επίδειξη στην εμπορική εξάπλωση, έτσι ώστε τα FCEVs, όπως όλες οι τεχνολογίες, να επωφεληθούν από τη μαζική παραγωγή και τις οικονομίες κλίμακας.

Αυτό επισημαίνεται ξεκάθαρα σε ένα μνημόνιο συμφωνίας που εκδόθηκε από τους κορυφαίους κατασκευαστές αυτοκινήτων (Daimler AG, Ford Motor Company, General Motors Corporation/Opel, Honda Motor Co., Ltd., Hyundai Motor Company, Kia Motors Corporation, the alliance Renault SA and Nissan Motor Co., Ltd. And Toyota Motor Corporation: www.bmVbs.de/Anlage/original_1096793/Memorandum-of-Understanding-mehr-Informationen.pdf) το Σεπτέμβριο του 2009. Στο συγκεκριμένο μνημόνιο συμφωνίας διατυπώνεται ο στόχος της εμπορικής αξιοποίησης των FCEVs μέσω κυκλοφορίας εκατοντάδων χιλιάδων οχημάτων παγκοσμίως, υποθέτοντας ότι οι υποδομές ανεφοδιασμού με υδρογόνο θα είναι επαρκείς. Το γεγονός αυτό ήταν καταλυτικό για την εις βάθος αξιολόγηση των τεσσάρων κατηγοριών οχημάτων που συμπεριλήφθηκαν στη μελέτη McKinsey.

Βασικό πρώτο βήμα για την εξάπλωση των FCEVs στην Ευρώπη αποτελεί μια συνεργασία δημόσιου και ιδιωτικού τομέα. Μία τέτοια συνεργασία έχει ήδη καθιερωθεί και ονομάζεται H₂-Mobility. Στα πλαίσια αυτής της συνεργασίας αναπτύσσεται επιχειρηματικό πλάνο για την οικοδόμηση υποδομών ανεφοδιασμού υδρογόνου σε κάποια χώρα μέλος της ΕΕ (π.χ. Γερμανία), το οποίο συμπληρώνεται από μια σειρά επιδεικτικών έργων σε άλλες χώρες μέλη.

Εάν τα FCEVs πρόκειται να ενταχθούν σε οικονομίες κλίμακας μέσα στο χρονικό διάστημα που ορίζει η ΕΕ για τη μείωση του CO₂ στους επιθυμητούς στόχους, τότε η δραστηριοποίηση πρέπει να είναι άμεση. Υπάρχει ο κίνδυνος η Ευρώπη να χάσει την τεχνολογική της κυριαρχία καθώς άλλες διεθνείς αγορές κερδίζουν έδαφος. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει επιβεβαιώσει πως «η παγκόσμια κλίση προς βιώσιμες μεταφορές δείχνει ότι η Ευρωπαϊκή Βιομηχανία μπορεί να παραμείνει ανταγωνιστική κυριαρχώντας στις πράσινες τεχνολογίες» (European Commission, April 2010).

Η αλήθεια είναι ότι κανένα μοντέλο μεταφορών δε μπορεί να αλλάξει από τη μια στιγμή στην άλλη – απαιτείται προετοιμασία και περαιτέρω προσπάθεια στη διαδικασία παραγωγής. Μια αποσπασματική ή στιγμιαία αντίδραση σε εξωτερικούς παράγοντες, όπως η αύξηση στις τιμές του πετρελαίου, οι περιορισμοί στην προσφορά και οι καταστροφικές συνέπειες της υπερθέρμανσης του πλανήτη, θα είναι τόσο ασήμαντη και αναποτελεσματική όσο και καθυστερημένη.

Τα οφέλη των ηλεκτρικών οχημάτων (BEVs, FCEVs και PHEVs σε ηλεκτρική λειτουργία) πέρα από την απεξάρτηση των οδικών μεταφορών από τον άνθρακα και την ασφάλεια της ενέργειας, αποτελούν και το κλειδί για την ατμοσφαιρική ρύπανση στις μεγαλουπόλεις: οι εξατμίσεις των ICEs εκλύουν τοπικά όχι μόνο CO₂, αλλά και

άλλους ρύπους, όπως μονοξείδιο του άνθρακα, υδρογονάνθρακες και οξείδια του αζώτου (οι ρύποι αυτοί εκλύονται τοπικά ακόμα και αν χρησιμοποιηθούν βιοκαύσιμα). Τα αυτοκίνητα diesel εκλύουν επίσης σωματίδια τα οποία προκύπτουν από ατελή καύση. Παρόλο που οι εκπομπές αυτές μπορούν να περιοριστούν μέσω καταλυτικών μετατροπών, υπάρχουν ρύποι που απελευθερώνονται στην ατμόσφαιρα, υποβαθμίζοντας την ποιότητα του αέρα δυσκολεύοντας έτσι τις μεγαλουπόλεις να επιτύχουν τους επιθυμητούς στόχους στην ποιότητα του αέρα.

Τα ηλεκτρικά οχήματα, από την άλλη πλευρά, έχουν μηδενικές εκπομπές κατά τη μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε κινητική (tank-to-wheel process), ενώ περιορισμένες εκπομπές καταγράφονται μακριά από το όχημα κατά την μετατροπή της χημικής ενέργειας ενός καυσίμου σε ηλεκτρική (well-to-tank process). Οι εκπομπές εξαρτώνται από τη βασική πηγή ενέργειας που χρησιμοποιείται και μπορούν ενδεχομένως να ελαττωθούν στο μηδέν. Τέλος, σε αντίθεση με τα ICEs, τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα είναι αθόρυβα, συμβάλλοντας σημαντικά στην καταπολέμηση της ηχορύπανσης.

1.4.3 Αποτελέσματα μελέτης αξιολόγησης του ρόλου των ηλεκτρικών οχημάτων στον τομέα των μεταφορών

Τα αποτελέσματα της μελέτης McKinsey που παρουσιάζονται στο παρόν κεφάλαιο δεν είναι απλές προβλέψεις, αλλά οι συνέπειες ενός σεναρίου ενσωμάτωσης 25% FCEVs, 35% BEVs, 35% PHEVs και μόλις 5% ICEs στον τομέα των μεταφορών στις χώρες της ΕΕ μέχρι το 2050.

1.4.3.1 Η δυνατότητα μείωσης των εκπομπών CO₂ μέσω της χρήσης ηλεκτρικών οχημάτων μπαταρίας και κυψελών καυσίμου

Δεδομένου του περιορισμού που προσφέρουν οι μπαταρίες για αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας σε οχήματα (αυτονομία μέχρι 250 km) και επίσης ο μεγάλος χρόνος φόρτισης που απαιτείται, κατατάσσουν την τεχνολογία των BEVs κατάλληλη για μικρότερα οχήματα και μικρότερες αποστάσεις (π.χ. οδήγηση μέσα της πόλεις).

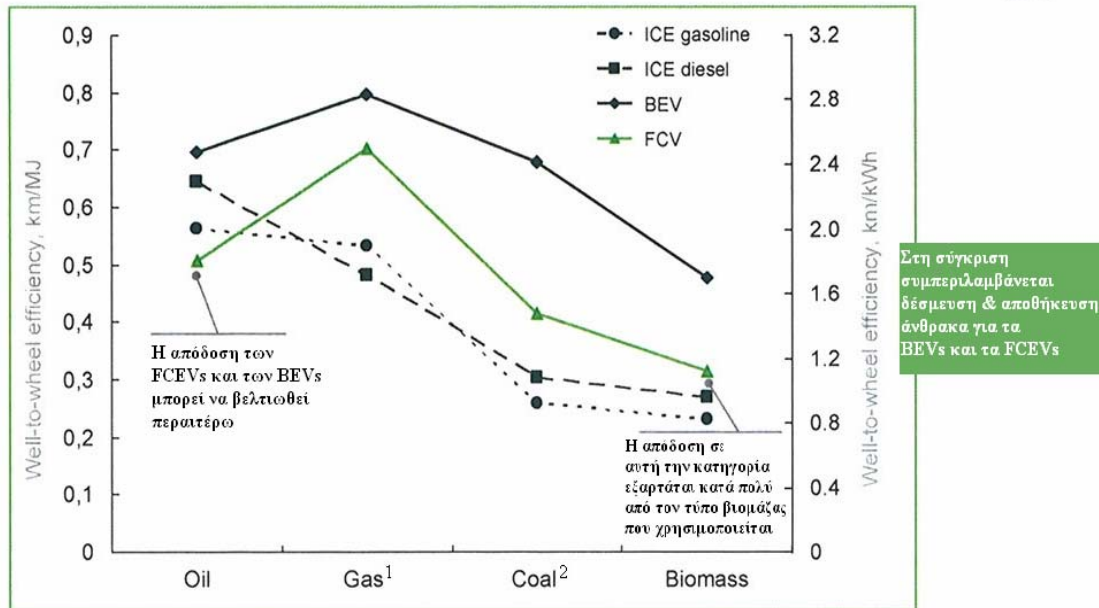
Με αυτονομία και αποδόσεις συγκρινόμενες με τα ICEs, τα FCVEs παρουσιάζονται ως η πιο ενδεδειγμένη λύση για μεταφορές χαμηλών εκπομπών άνθρακα στην κατηγορία των μεσαίων και μεγαλύτερων οχημάτων και επίσης για μεταφορές μεγαλύτερων αποστάσεων.

Τα PHEVs περιορίζονται σε μεταφορές ακόμα μικρότερων αποστάσεων (40 – 60 km) λόγω της περιορισμένης αποθηκευτικής ικανότητας των μπαταριών τους συγκριτικά με την αντίστοιχη των BEVs. Σε συνδυασμό και με τη χρήση βιοκαυσίμων στον τομέα των μεταφορών, δείχνουν πως μπορούν να συμβάλουν στη μείωση των εκπομπών και σε κατηγορία μεγαλύτερων αποστάσεων. Αβέβαιη παραμένει πάντα η διαθεσιμότητα των βιοκαυσίμων για αυτόν τον τομέα της αγοράς. Παρόλα αυτά, αποτελούν μια ελκυστική λύση που οδηγεί σε σημαντική μείωση των εκπομπών άνθρακα.

Τα ICEs έχουν τη δυνατότητα να συμβάλουν στη μείωση των εκπομπών άνθρακα στον τομέα των μεταφορών κυρίως μέσω της βελτίωσης της απόδοσής τους και της χρήσης βιοκαυσίμων. Μετά το 2020 όμως, περαιτέρω βελτίωση της απόδοσης είναι δεδομένα περιορισμένη και υψηλού κόστους, ενώ και η διαθεσιμότητα των βιοκαυσίμων σε αυτό τον τομέα της αγοράς είναι αβέβαιη όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως.

Η αποδοτική χρήση των πρωταρχικών πηγών ενέργειας είναι πολύ σημαντική στην παρούσα κατάσταση με τα δεδομένα για την ενέργεια και τις εκπομπές παγκοσμίως. Στο Διάγραμμα I.4.2 παρουσιάζεται η απόδοση από το πηγάδι στη ρόδα (Well-to-wheel) για διάφορες κατηγορίες οχημάτων καθώς και για διαφορετικές πρωταρχικές πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούνται. Πιο αποδοτικά φαίνεται να είναι τα BEVs. Τα FCEVs είναι πιο αποδοτικά από τα ICEs όταν ως πρωταρχική πηγή ενέργειας χρησιμοποιείται φυσικό αέριο ή άνθρακας. Σε περιπτώσεις όπου ως πρωταρχική πηγή ενέργειας χρησιμοποιείται πετρέλαιο ή βιοκαύσιμα, οι διαφορές μεταξύ ICEs και FCEVs είναι μικρές.

2020



1 Συμπιεσμένο ΦΑ που χρησιμοποιείται σε ΜΕΚ. Diesel προερχόμενο από ΦΑ μέσω Fischer-Tropsch

2 Παραγωγή βενζίνης και πετρελαίου diesel μέσω Fischer-Tropsch

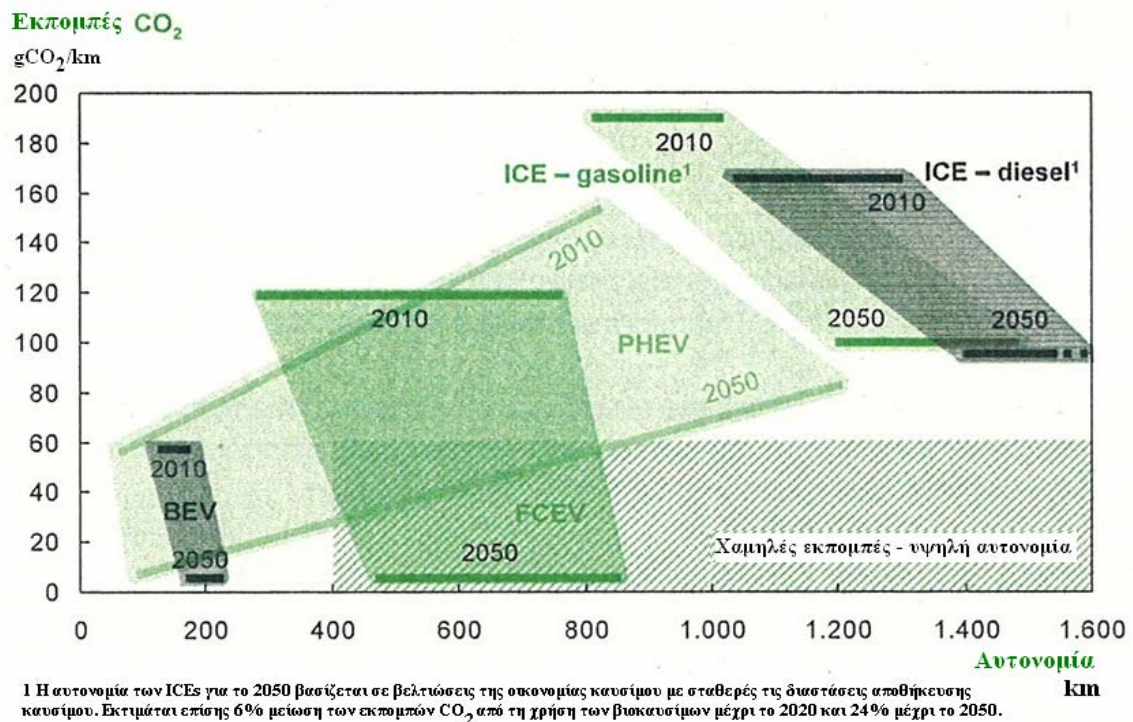
Πηγή: CONCAWE-EUCAR JEC-WTW study; study analysis

Διάγραμμα 1.4.2: Η απόδοση από το Πηγάδι – στη -Ρόδα (Well-to-wheel) για τα FCEVs είναι συγκρίσιμη με αυτή των ICEs, ενώ τα BEVs παραμένουν η πιο αποδοτική κατηγορία

Καθώς το πετρέλαιο παραμένει και θα εξακολουθεί να είναι η κύρια πηγή ενέργειας για τα επιβατικά αυτοκίνητα βραχυπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα, η εξάπλωση της χρήσης των ηλεκτρικών οχημάτων, τα οποία δύναται να τροφοδοτηθούν από πλήθος πρωταρχικών πηγών ενέργειας, θα συμβάλλει στην ευελιξία και την ασφάλεια παροχής της ενέργειας. Σε αυτό προστίθεται και το γεγονός πως όλες οι κατηγορίες ηλεκτρικών οχημάτων αλλά και τα ICEs θα μπορούν να καλύπτουν στο μέλλον μεγαλύτερες αποστάσεις καταναλώνοντας λιγότερη ενέργεια σε σχέση με τα σημερινά ICEs λόγω μεγαλύτερων αποδόσεων.

Σχετικά με τα FCEVs και το υδρογόνο, πλήθος τεχνολογιών και πρωταρχικών πρώτων υλών είναι διαθέσιμα προς παραγωγή υδρογόνου χωρίς εκπομπές CO₂. Σε αυτά συμπεριλαμβάνονται τα ορυκτά καύσιμα με ενσωμάτωση τεχνολογιών δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα, οι ΑΠΕ, η πυρηνική ενέργεια και οι διάφορες μορφές βιομάζας. Οι πιο διαδεδομένες και οι πιο οικονομικά αποδοτικές τεχνολογίες είναι η αναμόρφωση με ατμό και η αεριοποίηση άνθρακα. Το κόστος αυτών των

τεχνολογιών θα αυξηθεί μελλοντικά λόγω αύξησης του κόστους των πρώτων υλών και της τεχνολογίας δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα. Η αύξηση του κόστους αυτού μπορεί εν μέρει να αντισταθμιστεί με τεχνολογικές καινοτομίες. Από την άλλη πλευρά, το κόστος των μονάδων ηλεκτρόλυσης μειώνεται εξ' αιτίας βελτιώσεων στην απόδοση. Στο κόστος των μονάδων αυτών αντικατοπτρίζεται το γεγονός ότι οι μονάδες ηλεκτρόλυσης μπορούν και λειτουργούν διακοπτόμενα, παρέχοντας έτσι και μια αξιόλογη λύση εξισορρόπησης για το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Τέλος, αναφέρεται πως το υδρογόνο μπορεί να παραχθεί οικονομικά αποδοτικά σε μικρή αλλά και μεγάλη κλίμακα, κεντρικά αλλά και αποκεντρωμένα (από 0,4 μέχρι 1.000 t/ημέρα).



Διάγραμμα I.4.3: Με τη χρήση BEVs και FCEVs επιτυγχάνονται χαμηλές εκπομπές CO₂, αλλά τα BEVs εμφανίζουν περιορισμένη αυτονομία

Παρ' όλες τις βελτιώσεις στην οικονομία του καυσίμου, η δυναμική και η συνεισφορά των ICEs στη μείωση του CO₂ είναι κατά πολύ μικρότερη από την αντίστοιχη των BEVs και των FCEVs, τα οποία προσεγγίζουν σε ορισμένες περιπτώσεις μηδενικές εκπομπές CO₂ (well-to-wheel). Τα BEVs είναι ιδανικά για

επιβατικά οχήματα μικρού μεγέθους και για μικρές διαδρομές, καθώς η αυτονομία τους είναι περιορισμένη για επιβατικά οχήματα μεσαίου μεγέθους.

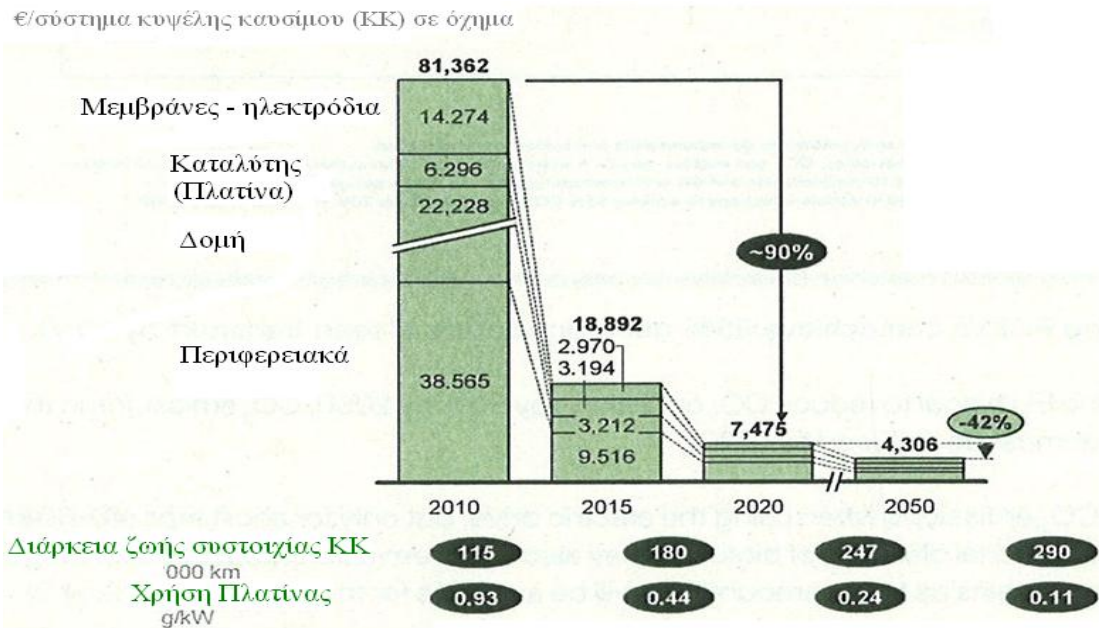
Τα μεσαία και μεγαλύτερα επιβατικά οχήματα είναι υπεύθυνα για ένα δυσανάλογο ποσοστό εκπομπών CO₂, καθώς καλύπτουν μεγάλες αποστάσεις εκπέμποντας πολύ περισσότερο CO₂. Αντικαθιστώντας λοιπόν ένα όχημα ICE με ένα ηλεκτρικό όχημα κυψέλης καυσίμου επιτυγχάνεται αυτομάτως και η σχετική μείωση εκπομπών CO₂.

Ενώ τα BEVs και τα PHEVs έχουν το δυναμικό για σημαντική μείωση των ρύπων κατά τύπους, τα FCEVs αποτελούν την οικονομικότερη λύση για μείωση των ρύπων, καθώς αποτελούν τη βέλτιστη λύση αντικατάστασης μεσαίων και μεγάλων οχημάτων τα οποία καλύπτουν και μεγάλες αποστάσεις. Στην τελευταία κατηγορία ανήκει μεγάλο ποσοστό του στόλου των επιβατικών οχημάτων.

1.4.3.2 Η μείωση του κόστους όλων των κατηγοριών οχημάτων μετά το 2025

Τα BEVs και τα FCEVs αναμένεται να έχουν υψηλότερο κόστος απόκτησης από τα αντίστοιχα ICEs (εξ' αιτίας μπαταριών και κυψέλης καυσίμου), αλλά ταυτόχρονα θα έχουν χαμηλότερο κόστος καυσίμου (λόγω μεγαλύτερων αποδόσεων και λόγω μη χρησιμοποίησης ή εκμετάλλευσης πετρελαίου σε όλη την αλυσίδα του καυσίμου τροφοδοσίας) και χαμηλότερο κόστος συντήρησης (λόγω λιγότερων κινούμενων μερών).

Το κόστος συστημάτων κυψελών καυσίμου αναμένεται να μειωθεί περίπου 90% (Διάγραμμα 1.4.4), ενώ και το κόστος των στοιχείων που απαρτίζουν τα BEVs αναμένεται να μειωθεί περίπου 80% μέχρι το 2020, λόγω οικονομιών κλίμακας και τεχνολογικών βελτιώσεων. Το 30% των τεχνολογικών βελτιώσεων στα BEVs και στα PHEVs βρίσκει εφαρμογή στα FCEVs και αντίστροφα. Το γεγονός αυτό προϋποθέτει μαζική παραγωγή FCEVs και BEVs, ενώ επίσης προαπαιτούμενο είναι να έχει εγκατασταθεί και το κατάλληλο δίκτυο. Το κόστος του υδρογόνου μειώνεται κατά 70% λόγω οικονομιών κλίμακας και λόγω καλύτερης αξιοποίησης του δικτύου ανεφοδιασμού (το κόστος κεφαλαίου ενός σταθμού ανεφοδιασμού με υδρογόνο αναμένεται να μειωθεί κατά 50% μεταξύ 2010 και 2020).



Διάγραμμα I.4.4: 90% μείωση του κόστους των συστημάτων κυψελών καυσίμου μέχρι το 2020

Τα PHEVs είναι βραχυπρόθεσμα οικονομικότερα από ότι τα FCEVs και τα BEVs. Η διαφορά αυτή ελαχιστοποιείται και μέχρι το 2030 τα PHEVs θα είναι οικονομικά ανταγωνιστικά με τα BEVs για τα μικρότερα οχήματα, με τα BEVs και τα FCEVs για τα μεσαία οχήματα και λιγότερο ανταγωνιστικά από ότι τα FCEVs για τα μεγαλύτερα οχήματα.

Ενώ η οικονομία καυσίμου για τα ICEs αναμένεται να βελτιωθεί κατά 30% μέσον όρο μέχρι το 2020, το κόστος τους θα συνεχίσει να αυξάνεται λόγω περαιτέρω μέτρων που θα πρέπει να λαμβάνονται και τα οποία απαιτούν τη χρήση ελαφρύτερων και πιο εξειδικευμένων υλικών.

Το κόστος απόκτησης όλων των τεσσάρων κατηγοριών οχημάτων (ICEs, BEVs, PHEVs, FCEVs) αναμένεται να συγκλίνει μέχρι το 2025 ή ακόμα και νωρίτερα μέσω φορολογικών απαλλαγών ή ειδικών κινήτρων κατά τη μεταβατική φάση.

Για μεγαλύτερα οχήματα το κόστος απόκτησης των FCEVs από το 2030 και μετά αναμένεται να είναι χαμηλότερο από των PHEVs και των BEVs. Μέχρι το 2050 αναμένεται να γίνει και χαμηλότερο του κόστους απόκτησης των ICEs. Για οχήματα μεσαίου μεγέθους το κόστος απόκτησης πέφτει συνεχώς για όλες τις τεχνολογίες. Στις μικρότερες κατηγορίες οχημάτων, τα BEVs φαίνεται να έχουν ένα μικρό πλεονέκτημα έναντι των FCEVs.

1.4.3.3 Οι ανάγκες των καταναλωτών και του περιβάλλοντος

Μέσα στα επόμενα 40 χρόνια, καμιά κατηγορία οχήματος δεν θα μπορεί να πληροί από μόνη της όλα τα απαιτούμενα οικονομικά, περιβαλλοντικά και κριτήρια απόδοσης (Εικόνα 1.4.3). Καθώς διαφορετικές κατηγορίες οχημάτων καλύπτουν διαφορετικές ανάγκες των καταναλωτών, ορθό είναι η παγκόσμια αγορά να μετακινηθεί από την κυρίαρχη κατηγορία οχημάτων με μηχανή εσωτερικής καύσης, σε προγραμματισμένη ενσωμάτωση επιπλέον κατηγοριών ηλεκτρικών οχημάτων, όπου τα BEVs και τα FCEVs θα έχουν συμπληρωματικό ρόλο.

	Αριστο	Καλό	Μέτριο	Αρνητικό
	FCEV 	BEV 	PHEV 	ICE 
Απόδοση 	<ul style="list-style-type: none"> * Παρόμοια οδηγική συμπεριφορά με τα ICEs * Περίπου 600 km αυτονομία * Λίγα λεπτά ανεφοδιασμού * Λιγότερα απαιτούμενα service 	<ul style="list-style-type: none"> * Περιορισμένη αποθηκευτική ικανότητα και αυτονομία (150 - 200 km) * Χρόνος ανεφοδιασμού της τάξεως των 2 ωρών² * Ιδανικά για μικρά οχήματα και οδήγηση εντός πόλης 	<ul style="list-style-type: none"> * Αυτονομία >800 km με ΜΕΚ, 40 - 50 με ηλεκτρικό κινήσιμα * Παρόμοια μεγ. ταχύτητα, χρόνος ανεφοδιασμού και συχνότητα service με ICEs * Η φόρτιση των μπαταριών διαρκεί μερικές ώρες 	<ul style="list-style-type: none"> * Υψηλότερη αυτονομία * Καλύτερη μέγιστη ταχύτητα και χρόνος ανεφοδιασμού * Μεγαλύτερη συχνότητα service
Περιβάλλον 	<ul style="list-style-type: none"> * Υψηλή μείωση εκπομπών CO₂ (~ 80%) σε σχέση με σήμερα * Καθόλου επί τόπου εκπομπές * Κατάλληλα από πλευράς εκπομπών για μεσαία και μεγάλα οχήματα -αποστάσεις 	<ul style="list-style-type: none"> * Μείωση CO (~ 80%) με χρήση ΑΠΕ ή CCS * Ισχυρή εξάρτηση από την προέλευση και το αποτύπωμα της ηλ. ενέργειας * Καθόλου επί τόπου εκπομπές 	<ul style="list-style-type: none"> * Σημαντική μείωση εκπομπών CO₂ (~ 70%) * Κάποιες τοπικές εκπομπές κατά την οδήγηση με ΜΕΚ * Χαμηλές εκπομπές CO₂ σε περίπτωση χρήσης 100% βιοκαυσίμων 	<ul style="list-style-type: none"> * Υψηλότερες εκπομπές CO₂ γενικά αλλά και επί τόπου * Αδύνατον να ικανοποιηθούν οι στόχοι της ΕΕ για το 2050 * Χαμηλές εκπομπές CO₂ σε περίπτωση χρήσης 100% βιοκαυσίμων
Οικονομικά 	<ul style="list-style-type: none"> * Υψηλότερο κόστος απόκτησης από τα ICEs * Συγκρίσιμο κόστος με τα μεγαλύτερα ICEs, αλλά όχι με τα μικρότερα * Κόστος υποδομών συγκρίσιμο με αυτό των BEVs 	<ul style="list-style-type: none"> * Οικονομικά για μικρότερα οχήματα * Υψηλότερο κόστος απόκτησης από τα ICEs * Συγκρίσιμα κόσθη καυσίμου με τα ICEs λόγω υψηλού κόστους υποδομών 	<ul style="list-style-type: none"> * Υψηλότερο κόστος απόκτησης από όλα τα ICEs * Καλύτερη οικονομία καυσίμου από τα μεγαλύτερα ICEs * Χαμηλότερο κόστος υποδομών 	<ul style="list-style-type: none"> * Πιο οικονομικά οχήματα * Μικρότερο κόστος απόκτησης * Υψηλότερα κόσθη καυσίμου ή συντήρησης * Υπάρχουσες υποδομές

1 Τα οικονομικά μπορεί να διαφέρουν ανάλογα με το φορολογικό καθεστώς
 2 Η γρήγορη φόρτιση συνεπάγεται μειωμένη διάρκεια ζωής των μπαταριών, χαμηλότερη κάλυψη φορτίου και υψηλότερο κόστος υποδομών σε σχέση με αυτά που συμπεριλαμβάνονται στην παρούσα μελέτη

Εικόνα 1.4.3: 2030: Μόνο ο σωστός προγραμματισμός ενσωμάτωσης νέων κατηγοριών οχημάτων μπορεί να οδηγήσει στην κάλυψη κρίσιμων κριτηρίων

Τα BEVs έχουν μικρότερη αυτονομία από ότι τα FCEVs, τα PHEVs και τα ICEs: ένα μεσαίου μεγέθους BEV πλήρως φορτισμένο δεν έχει αυτονομία μεγαλύτερη από 150 km με ταχύτητα 120 km/h σε εθνική οδό, συμπεριλαμβανομένων των τεχνικών βελτιώσεων μέχρι το 2020 και θεωρώντας πραγματικές οδηγικές συνθήκες. Ο χρόνος

φόρτισης είναι επίσης μεγάλος. Απαιτούνται 6 με 8 ώρες χρησιμοποιώντας συνήθη εξοπλισμό φόρτισης. Υπάρχει δυνατότητα ταχείας φόρτισης χωρίς όμως να έχουν ξεκαθαρίσει οι επιπτώσεις στην απόδοση των ίδιων των μπαταριών και στη σταθερότητα του δικτύου. Επιπροσθέτως, αυτός ο τύπος φόρτισης διαρκεί 15 με 30 λεπτά και δεν εκμεταλλεύεται πλήρως την ονομαστική χωρητικότητα των μπαταριών. Η αλλαγή ολόκληρης της αφόρτιστης συστοιχίας μπαταριών με φορτισμένη μειώνει το χρόνο ανεφοδιασμού και καθίσταται βιώσιμη διαδικασία μόνο αν εφαρμόζεται μια φορά κάθε δύο μήνες ή και λιγότερο και αν οι αυτοκινητοβιομηχανίες υιοθετήσουν πλήρως τα σχετικά πρότυπα. Έτσι, τα BEVs είναι κατάλληλα για μικρότερα οχήματα και οδήγηση εντός πόλεων. Έχουν με αυτό τον τρόπο τη δυναμική για μείωση εκπομπών CO₂ περίπου 80% συγκριτικά με τα σημερινά δεδομένα.

Τα FCEVs έχουν οδηγική συμπεριφορά (παρόμοια επιτάχυνση), αυτονομία (περίπου 600 km) και χρόνο ανεφοδιασμού (μικρότερο από 5 λεπτά) συγκρίσιμα με τα αντίστοιχα των ICEs. Αποτελούν λοιπόν ένα βιώσιμο υποκατάστατο των ICEs χαμηλών εκπομπών άνθρακα. Είναι κατάλληλα για μεσαία και μεγαλύτερα οχήματα που διανύουν μεγάλες αποστάσεις. Εκτιμάται πως έχουν τη δυναμική για μείωση των εκπομπών του CO₂ κατά περίπου 80% σε σχέση με σήμερα μέχρι το 2030.

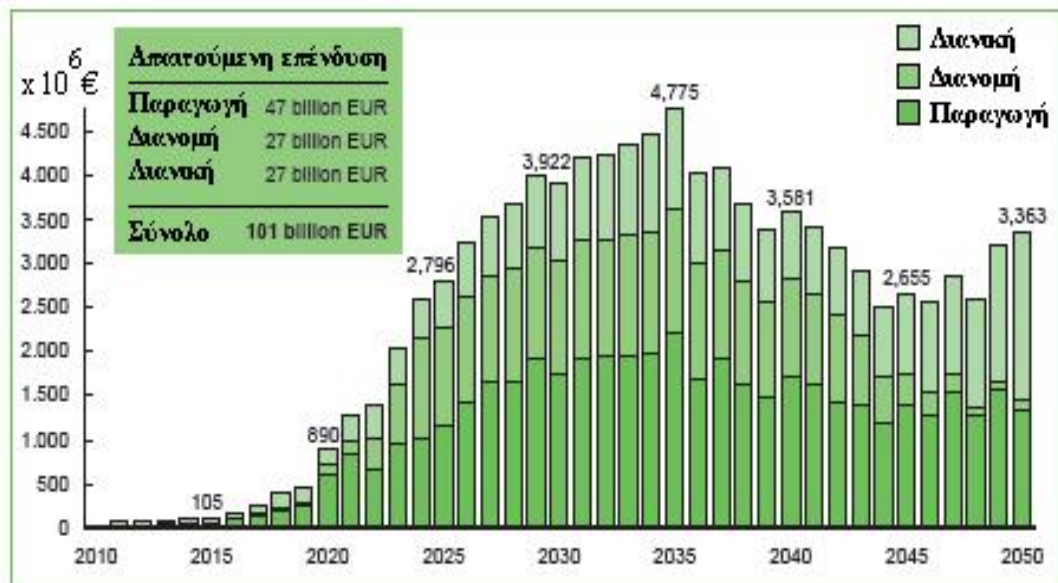
Τα PHEVs έχουν παρόμοια αυτονομία και απόδοση με τα ICEs, άλλα η κίνηση με ηλεκτρική ενέργεια εφαρμόζεται μόνο στις μικρές αποστάσεις. Η διαθεσιμότητα των βιοκαυσίμων και η αβεβαιότητα ενσωμάτωσής τους σε τέτοιου τύπου οχήματα για μεγάλες αποστάσεις καθιστά τις εκτιμήσεις για το μέλλον ασαφής. Σίγουρα όμως αποτελούν μια ελκυστική λύση κατηγορίας οχημάτων η οποία συνεισφέρει κατά πολύ περισσότερο στη μείωση των εκπομπών CO₂ συγκριτικά με τα ICEs.

1.4.3.4 Η ενσωμάτωση οχημάτων κυψελών καυσίμου στον τομέα των μεταφορών και η ανάπτυξη σχετικών υποδομών

Το επιπλέον κόστος για την ανάπτυξη κατάλληλων υποδομών υδρογόνου είναι σχετικά χαμηλό συγκριτικά με το συνολικό κόστος που απαιτείται για την ανάπτυξη και την ενσωμάτωση στην αγορά όλων των FCEVs. Είναι επίσης συγκρίσιμο με άλλες τεχνολογίες και αντίστοιχη τροφοδοσία, όπως το δίκτυο φόρτισης των BEVs και των PHEVs με ηλεκτρική ενέργεια. Το κόστος για την ανάπτυξη υποδομών

διανομής και λιανικής πώλησης υδρογόνου ανέρχεται μόλις στο 5% του συνολικού κόστους των FCEVs.

Την πρώτη δεκαετία ενός τυπικού σεναρίου το οποίο προβλέπει σταδιακή ένταξη ηλεκτρικών οχημάτων (άρα και FCEVs) στον τομέα των μεταφορών, το αρχικό κόστος του δικτύου διανομής υδρογόνου αναμένεται να είναι υψηλότερο λόγω λίγων οχημάτων και άρα ελάχιστης χρήσης. Παρόλα αυτά, το δίκτυο διανομής υδρογόνου θα πρέπει να υπάρχει έτσι ώστε να καλύπτει τις ανάγκες των καταναλωτών. Εκτιμάται ότι η συνολική επένδυση για την πρώτη δεκαετία μπορεί να φτάσει τα 3 δισεκατομμύρια € (Διάγραμμα I.4.5) για μια χώρα σαν τη Γερμανία. Σε κοινωνικό επίπεδο το γεγονός αυτό δεν αποτελεί πρόβλημα, παρόλο που από επενδυτικής πλευράς μια εταιρεία θα δυσκολευόταν να απορροφήσει ένα τέτοιο ρίσκο. Το τελευταίο επιβεβαιώνεται και από χώρες στις οποίες αναπτύχθηκαν εναλλακτικά δίκτυα, της αυτά του φυσικού αερίου και του LPG.



Πηγή: WIS Global Insight; OVUM; OECD / International Transport Forum; study analysis

Διάγραμμα I.4.5: Εκτίμηση κόστους επένδυσης υποδομών υδρογόνου μέχρι το 2050

Το κόστος ανά όχημα κυψέλης καυσίμου για την ανάπτυξη ενός δικτύου υδρογόνου είναι συγκρίσιμο με το αντίστοιχο κόστος ανά BEV και PHEV για την ανάπτυξη δικτύου φόρτισης με ηλεκτρική ενέργεια. Το κόστος διανομής και λιανικής πώλησης υδρογόνου εκτιμάται στα 1.000 – 2.000 € ανά όχημα (καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του). Σε αυτό το κόστος συμπεριλαμβάνονται το κόστος μεταφοράς και διανομής του

υδρογόνου από το σημείο παραγωγής του στο σημείο λιανικής πώλησης και το κόστος κεφαλαίου και λειτουργίας του ίδιου του σταθμού ανεφοδιασμού. Η ανάπτυξη ενός δικτύου υδρογόνου για τα FCEVs, τα οποία βάσει του σεναρίου και της μεθοδολογίας που πραγματοποιήθηκε η παρούσα μελέτη θα κατέχουν το 25% της αγοράς, απαιτεί επένδυση ύψους 3 δισεκατομμυρίων € για την πρώτη δεκαετία και από εκεί και πέρα 2 με 3 δισεκατομμύρια € το χρόνο μέχρι το 2050 (Διάγραμμα I.4.5). Τα μεγέθη αυτά είναι συγκρίσιμα με τα αντίστοιχα στον τομέα του πετρελαίου και του φυσικού αερίου, στον τομέα των τηλεπικοινωνιών ή ακόμα και στον τομέα του οδικού δικτύου. Είναι επίσης μικρά σε σχέση με τις συνολικές επενδύσεις που πρέπει να γίνουν προκειμένου να απαλλαγεί πλήρως ο τομέας της ισχύος από τον άνθρακα.

Το ύψος της αρχικής επένδυσης είναι σχετικά χαμηλό καθώς οι πρώτες εργασίες θα γίνουν σε πυκνοκατοικημένες περιοχές όπως οι μεγάλες πόλεις. Η επένδυση σε σταθμούς ανεφοδιασμού είναι απαραίτητη για την κάλυψη των αναγκών των καταναλωτών, παρόλο που στην αρχή η χρήση τους θα κυμαίνεται σε πολύ χαμηλά επίπεδα. Από εκεί και πέρα το κόστος λιανικής πώλησης μειώνεται συνεχώς καθώς όλο και περισσότερα οχήματα κυβελών καυσίμου εντάσσονται στην αγορά αυξάνοντας τα επίπεδα χρήσης των σταθμών ανεφοδιασμού. Όσο αυξάνει ο αριθμός των FCEVs, τόσο ευνοείται η επένδυση στις υποδομές λόγω οικονομίας κλίμακας. Ακόμα, λόγω μικρού χρόνου ανεφοδιασμού δεν απαιτούνται επιπλέον εργασίες επεκτάσεων.

Τα αποτελέσματα της παρούσας μελέτης McKinsey βασίζονται σε σενάριο το οποίο προβλέπει το 25% των οχημάτων στην Ευρώπη μέχρι το 2050 να είναι FCEV. Για την ένταξη του διπλάσιου ποσοστού FCEVs, προβλέπεται ότι το κόστος των υποδομών θα αυξηθεί κατά 75 δισεκατομμύρια €, χωρίς όμως να αυξηθεί ταυτόχρονα το συνολικό κόστος απόκτησης ανά όχημα.

Ενδεικτικά αναφέρεται πως το μέσο ετήσιο ύψος επένδυσης για δίκτυο φόρτισης BEVs και PHEVs ανέρχεται περίπου στα 13 δισεκατομμύρια € μέχρι το 2050. Τα 2/3 αυτού του κόστους έχουν να κάνουν με τα BEVs καθώς βάσει του ίδιου σεναρίου που αναφέρθηκε προηγουμένως, θα έχουν υψηλότερο ποσοστό ένταξης από ότι τα PHEVs. Το μέσο ετήσιο ύψος επένδυσης είναι αρκετά μεγαλύτερο συγκριτικά με το αντίστοιχο για υποδομές υδρογόνου, αλλά και ο αριθμός των οχημάτων που θα εξυπηρετούνται είναι σχεδόν διπλάσιος (περίπου 200 εκατομμύρια BEVs και PHEVs σε σχέση με περίπου 100 εκατομμύρια FCEVs).

Τα οφέλη χαμηλών εκπομπών CO₂, χαμηλών τοπικών εκπομπών (NO₂, σωματίδια), η διαφοροποίηση των πρωταρχικών πηγών ενέργειας και η μετάβαση στις ΑΠΕ έχουν κάποιο τίμημα. Το τίμημα αυτό αντισταθμίζεται με τη μείωση του κόστους των μπαταριών και των συστημάτων κυψελών καυσίμου, με τις οικονομίες κλίμακας και με την πιθανή αύξηση του κόστους των ορυκτών καυσίμων και των αυστηρών τεχνικών προδιαγραφών των ICEs.

Σύμφωνα με ένα σενάριο που προβλέπει 100.000 FCEVs το 2015, 1 εκατομμύριο το 2020 και 25% του συνόλου της αγοράς της ΕΕ το 2050, υπάρχει ένα οικονομικό κενό σχεδόν 25 δισεκατομμυρίων μέχρι το 2020. Το κενό αυτό οφείλεται στο υψηλό κόστος των FCEVs την επόμενη δεκαετία και στο γεγονός ότι απαιτείται δίκτυο διανομής υδρογόνου της τάξεως των 3 δισεκατομμυρίων €. Το ύψος αυτό μιας πιθανής επένδυσης αλλά και το επιχειρηματικό ρίσκο που εμπεριέχεται είναι πολύ μεγάλο για να το αναλάβει μία μόνο εταιρεία. Μειώνεται όμως όσο συμμετέχουν περισσότεροι επενδυτές και όσο συνεργάζονται οι κυβερνήσεις μέσω ευνοϊκών πολιτικών αποφάσεων.

Το ότι απαιτούνται επιδοτήσεις είναι σαφές. Χρειάζεται όμως κάτι ισχυρό και δραστικό προκειμένου να πειστούν οι κυβερνήσεις και οι αρμόδιοι για τέτοιες αποφάσεις. Στα επόμενα βήματα θα είναι σημαντικό να κατατεθούν προτάσεις οι οποίες να αποδεικνύουν πως η βιομηχανία μπορεί να αναλάβει τα ρίσκα που μπορούν λογικά να αναλυθούν, να ελεγχθούν και να περιοριστούν (Eurostat, 2013, European Union, 2011). Οι συζητήσεις με κυβερνήσεις των κρατών μελών και της ΕΕ είναι θετικό να επικεντρωθούν στην σωστή κατανομή του κόστους και του ρίσκου μεταξύ του δημόσιου και του ιδιωτικού τομέα.

Στο βραχυπρόθεσμο μέλλον οι εκπομπές CO₂ μπορούν να μειωθούν με πιο αποδοτικά ICEs και PHEVs, συμπεριλαμβανομένης και της χρήσης βιοκαυσίμων. Οι επενδυτικοί κύκλοι πάνω σε υποδομές κατάλληλες για BEVs και FCEVs πρέπει να ξεκινήσουν άμεσα ενώ σημαντικό είναι να πραγματοποιηθεί μελέτη εκτόξευσης των FCEVs και των υποδομών υδρογόνου στην ευρωπαϊκή αγορά. Η μελέτη αυτή θα πρέπει να συμβαδίζει με τις πολιτικές των εκάστοτε κυβερνήσεων και θα μπορούσε να περιλαμβάνει δύο στάδια: α) μια εκ βαθέων επιχειρηματική ανάλυση και ένα σχέδιο εφαρμογής για μία χώρα μέλος (π.χ. Γερμανία) και β) έναρξη της αγοράς από χώρες μέλη που έχουν αποκτήσει εμπειρία μέσω επιδεικτικών προγραμμάτων και επέκταση στη συνέχεια και στα υπόλοιπα κράτη – μέλη. Με αυτό τον τρόπο περιορίζεται το ρίσκο και επιτυγχάνονται μειώσεις κόστους σε μία χώρα μέλος. Την

ίδια στιγμή οι υπόλοιπες χώρες αποκτούν και αυτές την κατάλληλη εμπειρία, μέσω επιδεικτικών προγραμμάτων, προετοιμαζόμενες πλέον για σταδιακή εισαγωγή στην αγορά τεχνολογιών υδρογόνου μεταγενέστερα. Το τελευταίο βοηθάει και στην αντιμετώπιση μιας σειράς περιορισμών που πιθανώς να βιώσουν οι αυτοκινητοβιομηχανίες ή οι εταιρείες κατασκευής κατάλληλων υποδομών, περιορισμών που έχουν να κάνουν με τις πρωταρχικές πηγές ενέργειας διαφορετικών χωρών και γενικώς με περιορισμούς σχετικούς με τους συγκεκριμένους στόχους μείωσης των εκπομπών CO₂ στον τομέα των μεταφορών.

Το ρίσκο της αποτυχίας ισχύει και για τα BEVs μαζί με τα PHEVs. Παρόλο που το κόστος ανά σταθμό φόρτισης είναι χαμηλό, το οικονομικό ρίσκο επένδυσης για ένα αντίστοιχο δίκτυο παραμένει. Όπως και με τις υποδομές υδρογόνου, μια αρχική επένδυση για σταθμούς φόρτισης είναι απαραίτητη προκειμένου να υπάρχει από το ξεκίνημα κατάλληλη πρόσβαση για τους ενδιαφερόμενους. Προκειμένου η εισαγωγή στην αγορά να κριθεί επιτυχημένη χρειάζεται και σε αυτή την περίπτωση να μειωθεί το επενδυτικό ρίσκο. Προγράμματα για BEVs υπάρχουν σήμερα σε πολλές ευρωπαϊκές χώρες (και σε επίπεδο ΕΕ) και η πλειοψηφία τους έχει να κάνει με την αντιμετώπιση τεχνολογικών θεμάτων, με την εισαγωγή τους στην αγορά, με τα προγράμματα χρηματοδότησης, την τυποποίηση κλπ. Μια συνεκτική προσέγγιση στις δραστηριότητες αυτές θα συμβάλει στη βελτιστοποίηση της ανάπτυξης και τη στήριξη των αγορών στα πρώτα στάδια.

II. ΠΕΙΡΑΜΑΤΙΚΟ ΜΕΡΟΣ

II. ΠΕΙΡΑΜΑΤΙΚΟ ΜΕΡΟΣ

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σκοπός της παρούσας διδακτορικής διατριβής είναι η εφαρμογή πειραματικών μετρήσεων κυψέλης καυσίμου τύπου PEM στον τομέα των μεταφορών και σε ολοκληρωμένα συστήματα παροχής ισχύος τα οποία περιλαμβάνουν Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και τεχνολογίες υδρογόνου. Σ' αυτά τα πλαίσια, πραγματοποιήθηκαν πειραματικές μετρήσεις κυψέλης καυσίμου τύπου PEM και πειραματικές μετρήσεις αλκαλικής ηλεκτρόλυσης προκειμένου τα αποτελέσματα να χρησιμοποιηθούν ως βασικές παράμετροι εισόδου σε εργαλείο προσομοίωσης τέτοιων συστημάτων. Πραγματοποιήθηκαν επίσης πειραματικές μετρήσεις με μεταβαλλόμενο φορτίο στην κυψέλη καυσίμου τύπου PEM, με σκοπό την αξιολόγηση της συνδυασμένης λειτουργίας της συστοιχίας της κυψέλης καυσίμου με τη διάταξη των μπαταριών που η ίδια ενσωματώνει.

Αρχικά παρουσιάζονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά του εξοπλισμού που χρησιμοποιήθηκε και στη συνέχεια τα πειραματικά αποτελέσματα της κυψέλης καυσίμου τύπου PEM καθώς και της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης. Πραγματοποιήθηκαν πειραματικές μετρήσεις με την κυψέλη καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό και υπό μεταβαλλόμενο φορτίο και τα αποτελέσματα χρησιμοποιήθηκαν προκειμένου να υπολογιστεί η απόδοση και να εξαχθεί η χαρακτηριστική καμπύλη τάσεως – ρεύματος ($V - I$) της συγκεκριμένης μονάδας. Τα πειραματικά αποτελέσματα από την αλκαλική μονάδα ηλεκτρόλυσης χρησιμοποιήθηκαν επίσης προκειμένου να εξαχθεί η απόδοσή της και να αποτελέσει και αυτή βασική παράμετρο εισόδου σε εργαλείο προσομοίωσης συστημάτων ισχύος.

Δύο είναι οι περιπτώσεις συστημάτων ισχύος οι οποίες εξετάζονται:

α) Κατά την πρώτη περίπτωση, εξετάζονται δύο διαφορετικές εναλλακτικές για την αυτόνομη παροχή ισχύος απομονωμένων ή/και απομακρυσμένων κτιρίων. Η πρώτη εναλλακτική περιλαμβάνει σύστημα παροχής ισχύος βασιζόμενο σε φωτοβολταϊκά και diesel, ενώ η δεύτερη ενσωματώνει ΑΠΕ και τεχνολογίες υδρογόνου προς την ανάπτυξη ενός αυτόνομου συστήματος παροχής ισχύος. Ο κύριος σκοπός είναι η

αντικατάσταση της γεννήτριας πετρελαίου diesel και η σύγκριση των δύο αυτών εναλλακτικών για την αυτόνομη παροχή ισχύος. Στα πλαίσια των επιμέρους σκοπών της παρούσας μελέτης έχουν πραγματοποιηθεί προσομοιώσεις μοντέλων των δύο συστημάτων ισχύος πριν και μετά την αντικατάσταση, βελτιστοποίηση μεγεθών των στοιχείων που τα αποτελούν, καθώς και τεχνο-οικονομική ανάλυση. Επίσης παρουσιάζεται μια ανάλυση ευαισθησίας η οποία ενσωματώνει μελλοντικά σενάρια για το κόστος των τεχνολογιών υδρογόνου.

β) Η δεύτερη μελέτη περίπτωσης που εξετάζεται είναι το νησί της Μήλου. Πιο συγκεκριμένα, λαμβάνουν χώρα δύο προσομοιώσεις και στη συνέχεια τα αποτελέσματα συγκρίνονται μεταξύ τους. Η πρώτη προσομοίωση είναι σχετική με το υπάρχον σύστημα παροχής ισχύος του νησιού, το οποίο καλύπτει τις ανάγκες του φορτίου κατά 87% από ορυκτά καύσιμα, ενώ το υπόλοιπο 13% καλύπτεται από ΑΠΕ. Στη δεύτερη προσομοίωση εξετάζεται η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο νησί σε συνδυασμό με τεχνολογίες υδρογόνου ως μέσο αποθήκευσης της περίσσειας ενέργειας που προκύπτει από αυτές. Οι παράμετροι πάνω στις οποίες πραγματοποιείται η σύγκριση των αποτελεσμάτων των δύο αυτών προσομοιώσεων και παράλληλα η αξιολόγηση της βιωσιμότητας των τεχνολογιών υδρογόνου, έχουν να κάνουν με τεχνικά αλλά και οικονομικά στοιχεία. Για τα δύο συστήματα παροχής ισχύος συγκρίνονται το κόστος της παραγόμενης kWh, καθώς και η συνολική κατανάλωση των ορυκτών καυσίμων σε σύνολο πέντε χρόνων. Εξετάζεται επίσης και η αύξηση του ποσοστού του φορτίου που καλύπτεται από ΑΠΕ σε συνδυασμό με τη μείωση των εκπομπών αέριων ρύπων.

Παράλληλα μελετάται η πιθανή κάλυψη των ενεργειακών αναγκών στον τομέα των δημοτικών μεταφορών του νησιού. Το τελευταίο προκύπτει καθώς ακόμα και στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος υπάρχει ανεκμετάλλευτη περίσσεια ενέργειας.

Μέρος της ενέργειας αυτής δύναται να διοχετευθεί σε μία επιπλέον μονάδα ηλεκτρόλυσης, με σκοπό το παραγόμενο υδρογόνο να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο σε λεωφορεία τα οποία και θα πραγματοποιούν τα τοπικά δρομολόγια του νησιού, καλύπτοντας έτσι τις ενεργειακές ανάγκες των δημοτικών μεταφορών στο σύνολό τους.

II.1. Περιγραφή εξοπλισμού

Το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΚΑΠΕ) είναι ο εθνικός φορέας για την προώθηση των Ανανεώσιμων Πηγών, της Ορθολογικής Χρήσης και της Εξοικονόμησης Ενέργειας. Στο σύγχρονο ενεργειακό τοπίο το ΚΑΠΕ δραστηριοποιείται δυναμικά, στο πλαίσιο της εθνικής και κοινοτικής πολιτικής και νομοθεσίας, για την προστασία του περιβάλλοντος και την αειφόρο ανάπτυξη. Στην πρωτοπορία των τεχνολογικών εξελίξεων υλοποιεί καινοτόμα έργα και σημαντικές δράσεις για την διάδοση και εδραίωση των νέων ενεργειακών τεχνολογιών.

Το τμήμα τεχνολογιών ΑΠΕ και υδρογόνου ανήκει στη διεύθυνση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας του ΚΑΠΕ και δραστηριοποιείται στον έλεγχο και την πιλοτική λειτουργία συστημάτων παραγωγής υδρογόνου από ΑΠΕ, αποθήκευσης υδρογόνου και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στο πλαίσιο αυτό εκτελούνται μετρήσεις απόδοσης κυψελών καυσίμου, παρακολούθηση συστημάτων παραγωγής υδρογόνου και έργα ανάπτυξης και σχεδιασμού ολοκληρωμένων συστημάτων παραγωγής υδρογόνου από ΑΠΕ.

Το τμήμα τεχνολογιών ΑΠΕ και υδρογόνου προσφέρει προς ενδιαφερόμενους φορείς και επιχειρήσεις ως υπηρεσία τη διεξαγωγή δοκιμών, μετρήσεων και τελικά αξιολόγησης διαφόρων τεχνολογιών παραγωγής, αποθήκευσης και χρήσης υδρογόνου. Συγκεκριμένα δίνεται η δυνατότητα για διεξαγωγή μετρήσεων και αξιολόγηση ως προς τα τεχνικά χαρακτηριστικά και την απόδοση μονάδων ηλεκτρόλυσης, δεξαμενών αποθήκευσης (συμβατικών υπό πίεση και μεταλλοϋδριδίων) καθώς και κυψελών καυσίμου στις εγκαταστάσεις του ΚΑΠΕ στην Κερατέα Αττικής (μονάδα παραγωγής υδρογόνου από αιολική ενέργεια) και στο Πικέρμι (εργαστήριο ενσωμάτωσης τεχνολογιών υδρογόνου και ΑΠΕ).

Πέραν των μετρήσεων χαρακτηριστικών απόδοσης διατίθεται και πάγκος δοκιμών κυψελών καυσίμου (fuel cell test bench) για την αξιολόγηση συστοιχιών κυψελών καυσίμου (fuel cell stacks) έως 1 kW. Παράλληλα με τις μετρήσεις αυτές παρέχεται και ως υπηρεσία ο βέλτιστος σχεδιασμός, διαστασιολόγηση καθώς και η επίβλεψη της υλοποίησης έργων που αφορούν την εγκατάσταση ΑΠΕ και υδρογόνου σε σταθερές εφαρμογές και στον τομέα των μεταφορών. Σημειώνεται επίσης ότι το ΚΑΠΕ διαθέτει και δύο σταθμούς παραγωγής υδρογόνου από ΑΠΕ, ο ένας εκ των

οποίων ήδη λειτουργεί ως εμφιαλωτήριο σε πίεση 200 bar, οι οποίοι μπορούν να τροφοδοτήσουν οχήματα κινούμενα με υδρογόνο.

Διαθέτοντας την απαραίτητη τεχνογνωσία και εμπειρία καθώς και τα κατάλληλα υπολογιστικά εργαλεία, το τμήμα τεχνολογιών ΑΠΕ και υδρογόνου εκτελεί τεχνοοικονομικές αναλύσεις συστημάτων ΑΠΕ και υδρογόνου, οι οποίες περιλαμβάνουν τόσο το στάδιο της προμελέτης όσο και την ανάλυση σκοπιμότητας για το συγκεκριμένο σύστημα/τεχνολογία. Το τμήμα είναι σε θέση να αναλάβει τεχνοοικονομικές αναλύσεις αυτόνομων και διασυνδεδεμένων συστημάτων ΑΠΕ και υδρογόνου με χρήση κατάλληλων υπολογιστικών εργαλείων όπως το HOMER, το TRNSYS και το RETSCREEN. Στα πλαίσια αυτών των αναλύσεων γίνεται οικονομική βελτιστοποίηση και προσομοιώσεις του προτεινόμενου συστήματος καθώς και αναλύσεις ευαισθησίας για τους παράγοντες που επηρεάζουν την οικονομικότητα και βιωσιμότητα των προτεινόμενων λύσεων. Επιπλέον υπάρχει δυνατότητα να γίνει συγκριτική αξιολόγηση του προτεινόμενου συστήματος ΑΠΕ και υδρογόνου και αντίστοιχων συμβατικών συστημάτων.

II.1.1 Εργαστήριο ενσωμάτωσης τεχνολογιών υδρογόνου και ΑΠΕ

Το Εργαστήριο Ενσωμάτωσης Τεχνολογιών Υδρογόνου και ΑΠΕ (Εικόνα II.1.1) είναι συνδεδεμένο με υβριδικό σύστημα παροχής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούμενο από συστοιχίες φωτοβολταϊκών στοιχείων και γεννήτρια πετρελαίου diesel. Σκοπός της ανάπτυξης του συγκεκριμένου εργαστηρίου είναι η μελέτη, η βελτιστοποίηση και η σύγκριση διαφορετικών τεχνολογιών παραγωγής, αποθήκευσης και επαναχρησιμοποίησης του υδρογόνου από διαφορετικούς τύπους κυψελών καυσίμου και κάτω από πραγματικές συνθήκες. Το ένα μονοπάτι από την παραγωγή μέχρι την επαναχρησιμοποίηση του υδρογόνου μέσω κυψέλης καυσίμου αποτελείται αναλυτικά από τα παρακάτω τμήματα:



Εικόνα II.1.1: Εργαστήριο Ενσωμάτωσης Τεχνολογιών Υδρογόνου και ΑΠΕ

- Σύστημα παραγωγής υπερκάθαρου νερού (Τύπος TETSDW11, Εικόνα II.1.2). Η προμήθεια της συγκεκριμένης μονάδας έγινε από την εταιρεία «TEMAK» η οποία εμπορεύεται συστήματα επεξεργασίας νερού και εξοπλισμό δικτύων ρευστών. Το συγκεκριμένο σύστημα είναι σχεδιασμένο να τροφοδοτείται με πόσιμο νερό πόλης και να παράγει νερό με αγωγιμότητα μικρότερη από 1 $\mu\text{S}/\text{cm}$. Η παραγωγή νερού με αυτές τις προδιαγραφές βασίζεται στην αντίστροφη ώσμωση και σε φίλτρα κυτταρίνης ενεργού άνθρακα. Πιο συγκεκριμένα, τα επιμέρους στάδια επεξεργασίας είναι τα εξής:

1. Δύο προφίλτρα κυτταρίνης ενεργού άνθρακα σε σειρά
2. Αντίστροφη ώσμωση
3. Πιεστικό δοχείο όγκου 19 lt
4. Δεξαμενή αποθήκευσης όγκου 100 lt με φίλτρο αναπνοής και συγκράτησης μικροβίων
5. Αντλία ανακυκλοφορίας και διανομής του νερού
6. Απιονιστής μικρής κλίνης
7. Συσκευή υπεριώδους ακτινοβολίας στο βρόγχο ανακυκλοφορίας
8. Όργανο μέτρησης της αγωγιμότητας του τελικώς επεξεργασμένου νερού
9. Φίλτρο μικροβίων

Όλος ο εξοπλισμός που περιγράφεται παραπάνω εκτός της δεξαμενής αποθήκευσης και του πιεστικού δοχείου είναι τοποθετημένος σε ανοξείδωτη καμπίνα. Ενδεικτικά αναφέρεται από τους κατασκευαστές πως για νερό με 500 ppm περιεκτικότητα σε άλατα, θερμοκρασία 25 °C και πίεση εισόδου 4,5 bar, η παραγωγή της αντίστροφης ώσμωσης του συστήματος είναι 250 l/day με μια απόκλιση 20%. Ύστερα από τη λειτουργία του συστήματος με νερό του δικτύου, η αγωγιμότητα του παραγόμενου προϊόντος ανέρχεται σε τιμές μεταξύ 0 και 0,1 $\mu\text{S}/\text{cm}$.



Εικόνα II.1.2: Σύστημα παραγωγής υπερκάθαρου νερού

- Μονάδα ηλεκτρόλυσης του νερού τεχνολογίας μεμβράνης εναλλαγής πρωτονίων (Proton Exchange Membrane Technology, Εικόνα II.1.3). Η συγκεκριμένη μονάδα προέρχεται από την Distributed Energy Systems, USA και είναι το μοντέλο RE 20 Hogen Generator. Είναι πλήρως αυτοματοποιημένη και έχει ονομαστική παραγωγή υδρογόνου 0,5 Nm^3/hr σε πίεση 13,8 bar. Η καθαρότητα του παραγόμενου υδρογόνου ανέρχεται στα 99,999% v/v, περιέχοντας λιγότερο από 5 ppm H_2O και λιγότερο από 1 ppm άλλων αερίων. Το συγκεκριμένο συμβαίνει καθώς κατά τη λειτουργία της μονάδας το παραγόμενο υδρογόνο και οξυγόνο λαμβάνουν χώρα σε τμήματα πλήρως διαχωρισμένα μεταξύ τους. Έχει αποκλειστεί έτσι οποιαδήποτε ανάμιξη των δύο αερίων μεταξύ τους. Για τον ίδιο λόγο, το τμήμα της μονάδας για

περαιτέρω καθαρισμό του υδρογόνου αποτελείται μόνο από ξηραντήρα για μείωση της περιεχόμενης υγρασίας. Σύμφωνα με τις προδιαγραφές λειτουργίας, το νερό με το οποίο τροφοδοτείται η μονάδα θα πρέπει να είναι απιονισμένο και αγωγιμότητας μικρότερης από 1 $\mu\text{S}/\text{cm}$ (ASTM Type II). Το τελευταίο ικανοποιείται καθώς η τροφοδοσία της μονάδας με νερό γίνεται από το σύστημα παραγωγής υπερκάθαρου νερού, το οποίο είναι αγωγιμότητας μικρότερης από 0,1 $\mu\text{S}/\text{cm}$ (ASTM Type I). Η καρδιά της μονάδας ηλεκτρόλυσης του νερού αποτελείται από 20 κελιά τα οποία στο σύνολό τους απαρτίζουν τη συστοιχία μεμβράνης εναλλαγής πρωτονίων. Οι προδιαγραφές της είναι για τροφοδοσία μονοφασικού εναλλασσόμενου ρεύματος τάσεως 200 – 240V και συχνότητας 50/60Hz. Λόγο των εξειδικευμένων ηλεκτρονικών ισχύος που ενσωματώνει, δύναται να τροφοδοτηθεί και με συνεχές ρεύμα εύρους 60 – 200V, προερχόμενο από οποιαδήποτε μορφή Ανανεώσιμης Πηγής Ενέργειας. Υπό αυτές τις προδιαγραφές, μπορεί να λειτουργήσει είτε αποκλειστικά και μόνο με απευθείας σύνδεση σε Ανανεώσιμη Πηγή Ενέργειας μέσω συνεχούς ρεύματος χωρίς λειτουργία αντιστροφέα, είτε με εκμετάλλευση μέσω του συνεχούς ρεύματος ενός μόνο μέρους της Ανανεώσιμης Πηγής Ενέργειας και κάλυψη της υπόλοιπης ενεργειακής ζήτησης από οποιαδήποτε εξωτερική πηγή εναλλασσόμενου ρεύματος.



Εικόνα II.1.3: Μονάδα ηλεκτρόλυσης του νερού τεχνολογίας μεμβράνης εναλλαγής πρωτονίων (PEM)

- Δεξαμενή αποθήκευσης αέριου υδρογόνου (Εικόνα II.1.4). Η συγκεκριμένη δεξαμενή είναι ονομαστικού όγκου 3,29 m^3 με δυνατότητα αποθήκευσης 42 m^3

αέριου υδρογόνου σε πίεση 13,8 bar. Η πίεση αποθήκευσης του αέριου υδρογόνου συμπίπτει με την πίεση του αέριου υδρογόνου που παράγεται από την μονάδα ηλεκτρόλυσης του νερού τεχνολογίας μεμβράνης εναλλαγής πρωτονίων. Η προμήθεια της δεξαμενής έγινε από την Θεσσαλονίκη Κατασκευές Α.Ε.



Εικόνα II.1.4: Δεξαμενή αποθήκευσης αέριου υδρογόνου

- Κυψέλη Καυσίμου τεχνολογίας μεμβράνης εναλλαγής πρωτονίων (Proton Exchange Membrane Technology, Εικόνα II.1.5). Η προμήθεια της συγκεκριμένης κυψέλης καυσίμου έγινε από την εταιρεία Plug Power και το κωδικό όνομα του μοντέλου είναι GenCore 5B48. Η ονομαστική ισχύς της κυψέλης καυσίμου είναι 5 kW (DC). Αποτελείται από 63 κελιά μεμβράνης εναλλαγής πρωτονίων τα οποία στο σύνολό τους απαρτίζουν τη συστοιχία της μονάδας. Η συστοιχία της κυψέλης καυσίμου έχει ονομαστική τάση λειτουργίας 48 V σε DC. Το εύρος της τάσης λειτουργίας είναι 46 – 56 V σε DC. Το εύρος του ρεύματος λειτουργίας της κυψέλης καυσίμου είναι 0 – 109 A. Εσωτερικά της κυψέλης καυσίμου ενσωματώνεται μετατροπέας DC/DC προς εξομάλυνση της τάσης, ενώ εξωτερικά έχουν εγκατασταθεί δύο DC/AC μετατροπείς προς παροχή τάσης 220 – 240 V, 50/60 Hz σε AC. Οι συγκεκριμένοι μετατροπείς είναι της εταιρείας Victron Energy και είναι απόλυτα συμβατοί με την κυψέλη καυσίμου. Εσωτερικά της κυψέλης καυσίμου ενσωματώνονται επίσης 4 μπαταρίες 12 V DC η κάθε μία, παρέχοντας συνολική τάση 48 V DC κατά την εκκίνηση λειτουργίας της μονάδας. Το τελευταίο συμβαίνει καθώς η συγκεκριμένη κυψέλη καυσίμου είναι ανεπτυγμένη για να λειτουργεί ως μονάδα αδιάλειπτης παροχής ισχύος (UPS) σε συστήματα τηλεπικοινωνιών. Αυτό έχει σαν

αποτέλεσμα την άμεση απόκριση της μονάδας σε οποιαδήποτε στιγμή ζήτησης ενέργειας προς ικανοποίηση φορτίων. Η κάλυψη των φορτίων πραγματοποιείται για τα πρώτα 8 – 12 sec από τη στιγμή της ζήτησης μέσω των μπαταριών, ενώ ύστερα από αυτό το χρονικό διάστημα η κάλυψη των φορτίων ικανοποιείται από τη λειτουργία της συστοιχίας της κυψέλης καυσίμου. Το υδρογόνο με το οποίο τροφοδοτείται η μονάδα συνοδεύεται από προδιαγραφές καθαρότητας. Το ελάχιστο όριο καθαρότητας του υδρογόνου είναι 99,95% v/v γεγονός που καθιστά το παραγόμενο από την μονάδα ηλεκτρόλυσης τύπου PEM υδρογόνο (99,999% v/v), κατάλληλο για τροφοδοσία της συγκεκριμένης κυψέλης καυσίμου. Σχετικά με την κατανάλωση υδρογόνου της κυψέλης καυσίμου σημειώνεται πως αυτή ποικίλει καθώς εξαρτάται από το μέγεθος των φορτίων τα οποία καλύπτει με τη λειτουργία της. Ενδεικτικά αναφέρεται πως για τη λειτουργία 3 kW (DC) της κυψέλης καυσίμου η κατανάλωση του υδρογόνου ανέρχεται στα 40 NL/min, ενώ για τη λειτουργία 5 kW (DC) η κατανάλωση του υδρογόνου ανέρχεται στα 75 NL/min. Το εύρος της πίεσης του τροφοδοτούμενου υδρογόνου για την ομαλή λειτουργία της κυψέλης καυσίμου είναι 4,5 – 6,5 bar, ενώ το περιβαλλοντικό θερμοκρασιακό εύρος λειτουργίας της μονάδας είναι -40°C/+46°C. Όσον αφορά τις εκπομπές της κυψέλης καυσίμου αναφέρεται πως το μέγιστο όριο εκπομπής H₂O είναι 2L/hr, ενώ το ποσοστό CO, CO₂, NO_x και SO₂ στο σύνολο των αέριων εκπομπών δεν ξεπερνά το 1 ppm.



Εικόνα II.1.5: Κυψέλη Καυσίμου τεχνολογίας μεμβράνης εναλλαγής πρωτονίων (PEM)

Η εγκατάσταση του δικτύου υδρογόνου του Εργαστηρίου Ενσωμάτωσης Τεχνολογιών Υδρογόνου και ΑΠΕ καθώς και η ενσωμάτωση – εγκατάσταση της δεξαμενής αποθήκευσης αέριου υδρογόνου, πραγματοποιήθηκε από την εταιρεία Αεροσκόπιο Hellas. Το δίκτυο συνοδεύεται από πιστοποιητικά ελέγχου και ασφάλειας της εγκατάστασης. Επίσης, στο δίκτυο ενσωματώνονται δύο όργανα μέτρησης υγρασίας και οξυγόνου. Το όργανο μέτρησης της υγρασίας είναι της εταιρείας SHAW (μοντέλο SSDIR) και το θερμοκρασιακό του εύρος μέτρησης με βάση το σημείο δρόσου είναι $-80^{\circ}\text{C}/+20^{\circ}\text{C}$. Το όργανο μέτρησης του οξυγόνου είναι της εταιρείας SYSTECH INSTRUMENTS (μοντέλο 600 MK 3) και το εύρος μέτρησης ποικίλει ανάλογα με το αναμενόμενο εύρος μέτρησης και την επιθυμητή ακρίβεια ($0 - 100 \text{ ppm O}_2$, $0 - 1000 \text{ ppm O}_2$, $0 - 1 \% \text{ v/v O}_2$, $0 - 25 \% \text{ v/v O}_2$). Ακόμα, στο ίδιο εργαστήριο υπάρχουν δύο σταθεροί ανιχνευτές υδρογόνου της εταιρείας CROWCON (μοντέλο Xgard), καθώς και δύο φορητοί ανιχνευτές της ίδιας εταιρείας (μοντέλο GasmAn). Οι δύο σταθεροί ανιχνευτές συνδέονται με εξωτερικό Πίνακα επίσης της ίδιας εταιρείας (μοντέλο GasmAster). Σημειώνεται επίσης πως ο φωτισμός του εργαστηρίου παρέχεται από 4 διπλές λάμπες αντικερηκτικού τύπου. Τέλος, τα σήματα από τα δεδομένα των δύο οργάνων μέτρησης, του Πίνακα των σταθερών ανιχνευτών υδρογόνου, της θερμοκρασίας και της πίεσης της δεξαμενής του υδρογόνου, καταγράφονται μέσω ειδικά διαμορφωμένου Πίνακα και μέσω του λογισμικού πακέτου LabView σε ηλεκτρονικό υπολογιστή όπου και αποθηκεύονται. Η μονάδα ηλεκτρόλυσης και η κυψέλη καυσίμου τύπου PEM συνοδεύονται από ξεχωριστά λογισμικά πακέτα τα οποία είναι εγκατεστημένα στον ίδιο ηλεκτρονικό υπολογιστή και παρέχουν τη δυνατότητα καταγραφής και αποθήκευσης κρίσιμων παραμέτρων λειτουργίας.

II.1.2 Πιλοτική μονάδα παραγωγής υδρογόνου από αιολική ενέργεια

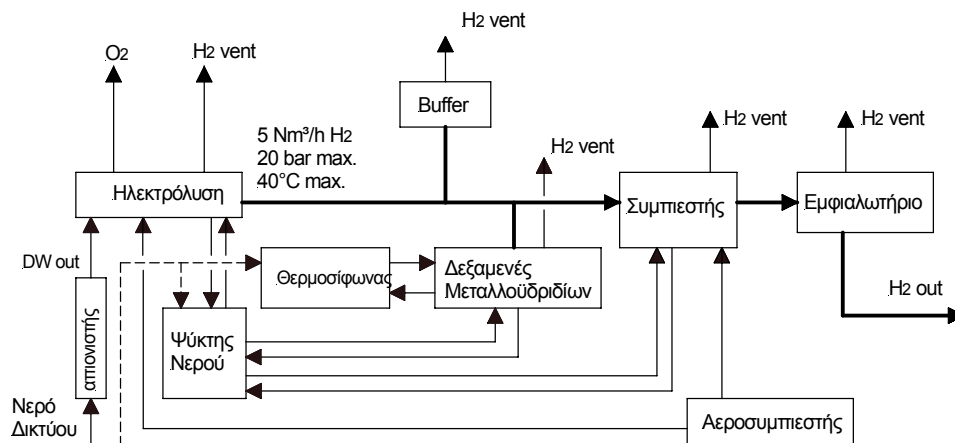
Στα πλαίσια του πενταετούς Ευρωπαϊκού προγράμματος RES2H2, που ξεκίνησε το 2001, το ΚΑΠΕ σε συνεργασία με άλλους Ευρωπαϊκούς φορείς, σχεδίασε και υλοποίησε μία πιλοτική εγκατάσταση για παραγωγή, αποθήκευση και εμφιάλωση υδρογόνου από αιολική ενέργεια.

Στην Ελλάδα, η μονάδα παραγωγής του υδρογόνου εγκαταστάθηκε στο Επιδεικτικό Αιολικό Πάρκο του ΚΑΠΕ στην Κερατέα, συνολικής εγκαταστημένης ισχύος 3 MW.

Η εταιρεία ΡΟΚΑΣ ΑΒΕΕ ανέλαβε την προμήθεια και εγκατάσταση του συμπιεστή υδρογόνου, του σταθμού πλήρωσης φιαλών και του δικτύου υδρογόνου. Το Frederick Institute of Technology (FIT) σχεδίασε και εγκατέστησε την μονάδα αποθήκευσης υδρογόνου σε μεταλλοϋδρίδια. Το ΚΑΠΕ ανέλαβε την μελέτη και εγκατάσταση της μονάδας παραγωγής υδρογόνου με ηλεκτρόλυση, την ηλεκτρολογική εγκατάσταση και σύνδεση με την ανεμογεννήτρια, το κεντρικό σύστημα ελέγχου και τα περιφερειακά συστήματα.

Η εγκατάσταση ολοκληρώθηκε και τα τμήματα του εξοπλισμού δοκιμάστηκαν ένα προς ένα στο διάστημα Μάιος-Ιούλιος 2005. Η λειτουργία του ολοκληρωμένου συστήματος ξεκίνησε στο τέλος Σεπτεμβρίου 2005.

Το διάγραμμα της εγκατάστασης παρουσιάζεται παρακάτω στην Εικόνα II.1.6, ενώ στην Εικόνα II.1.7 παρουσιάζεται μια γενική άποψη:



Εικόνα II.1.6: Διάγραμμα της εγκατάστασης υδρογόνου στο αιολικό πάρκο του ΚΑΠΕ



Εικόνα II.1.7: Γενική άποψη εγκατάστασης υδρογόνου στο αιολικό πάρκο του ΚΑΙΠΕ

Η εγκατάσταση στο σύνολό της αποτελείται από τα κύρια μέρη που είναι η μονάδα της ηλεκτρόλυσης, μία συμβατική δεξαμενή υδρογόνου (buffer), ο συμπιεστής υδρογόνου του ενός σταδίου, ο σταθμός πλήρωσης – εμφιάλωσης του παραγόμενου υδρογόνου και η δεξαμενή αποθήκευσης των μεταλλουδριδίων. Το βοηθητικό εξοπλισμό αποτελούν το κλειστό σύστημα ψύξης, το κλειστό σύστημα παραγωγής ζεστού νερού, ο αεροσυμπιεστής και το κεντρικό σύστημα ελέγχου και καταγραφής δεδομένων. Η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας ολόκληρης της πιλοτικής μονάδας γίνεται από την ανεμογεννήτρια του αιολικού πάρκου που είναι η Enercon E – 40 ισχύος 500 kW.

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά όλων των παραπάνω τμημάτων που συνθέτουν τη μονάδα παραγωγής και αποθήκευσης του υδρογόνου είναι αναλυτικά τα εξής:

- Ηλεκτρόλυση (Εικόνα II.1.8): Έχει κατασκευαστεί από την Casale Chemicals (Ελβετία) και πρόκειται για μία αλκαλική ηλεκτρόλυση ονομαστικής ισχύος 25 kW και ονομαστικής παραγωγής 0.45 kg/h (5 Nm³/h). Η θερμοκρασία λειτουργίας είναι στους 80°C και ως ηλεκτρολύτης χρησιμοποιείται υδατικό διάλυμα KOH 30% κ.β. Η πίεση λειτουργίας είναι στα 19 bar. Το ηλεκτρολυτικό υδρογόνο που παράγεται είναι καθαρότητας 99.8 % κ.ο. Υπάρχει όμως η δυνατότητα για επιπλέον καθαρισμό και εφόσον αυτό διανεμηθεί σε καταλυτικό αντιδραστήρα. Τα επίπεδα τότε του οξυγόνου

στο υδρογόνο φτάνουν τα 10 ppm. Επίσης το παραγόμενο υδρογόνο διανέμεται και σε ξηραντήρα για να κατέβει το ατμοσφαιρικό σημείο δρόσου του στους -40°C με τελική καθαρότητα 99.98 % κ.ο..



Εικόνα II.1.8: Αλκαλική μονάδα ηλεκτρόλυσης

- Συμβατική δεξαμενή υδρογόνου (buffer, Εικόνα II.1.9): Η συμβατική δεξαμενή αποτελείται από 9 κυλίνδρους των 40 λίτρων (συστοιχία συνολικού όγκου 360 λίτρων), που μπορούν να αποθηκεύσουν υδρογόνο ανάμεσα στα 10 και τα 19 bar. Ουσιαστικά σχεδιάστηκε και εγκαταστάθηκε στη μονάδα για να διευκολύνει τη λειτουργία του συμπιεστή. Ο συμπιεστής υδρογόνου μπορεί να δεχθεί ένα εύρος πιέσεων και ροών στην είσοδο, έτσι ώστε σε χαμηλές πιέσεις (έως 10 bar) να συμπιέζει μικρές ροές και σε υψηλότερες πιέσεις (έως 18 bar) να συμπιέζει μεγαλύτερες ροές, τείνοντας προς μια ισορροπία. Αν όμως η πίεση του υδρογόνου στην είσοδο πέσει κάτω από το χαμηλό όριο, ο συμπιεστής σταματάει αυτομάτως τη λειτουργία του. Επειδή δεν ενδείκνυται από τον κατασκευαστή η έναρξη/στάση του συμπιεστή περισσότερο από τρεις φορές την ώρα, σχεδιάστηκε η συμβατική δεξαμενή για να επιτρέψει στο συμπιεστή να λειτουργεί για αρκετό χρονικό διάστημα, ακόμα και αν η παραγωγή υδρογόνου διατηρείται σε χαμηλά επίπεδα για πολλή ώρα.



Εικόνα II.1.9: Συμβατική δεξαμενή υδρογόνου (buffer)

- Συμπιεστής υδρογόνου (Εικόνα II.1.10): Ο συμπιεστής υδρογόνου τριπλού μεταλλικού διαφράγματος έχει μόνο ένα στάδιο συμπίεσης, χάρη στην μέση πίεση παροχής της ηλεκτρόλυσης. Κατασκευάστηκε από την PDC MACHINES Inc., ΗΠΑ και ολόκληρη η ηλεκτρολογική του εγκατάσταση είναι αντιακρηκτικού τύπου. Έχει ονομαστική ικανότητα 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. Μπορεί να ανεχτεί ένα εύρος πίεσης στην είσοδο από 10 έως 18 bar, με αντίστοιχα μειωμένη ή αυξημένη ροή, οπότε η λειτουργία τείνει να «σταθεροποιηθεί» στη μέση τιμή των 14 bar. Ο ηλεκτρικός κινητήρας έχει ισχύ 5.6 kW (7.5 hp).



Εικόνα II.1.10: Συμπιεστής υδρογόνου

- Σταθμός πλήρωσης – εμφιάλωσης υδρογόνου (Εικόνα II.1.11): Ο σταθμός αποτελείται από έναν σωλήνα με τρεις αναμονές σύνδεσης για μεμονωμένες φιάλες ή διατάξεις φιαλών. Στην παρούσα φάση, έχουν συνδεθεί 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 κιλά (126 Nm³). Το παραγόμενο υδρογόνο μπορεί να έχει καθαρότητα από 99.5 % κ.ο. (χωρίς καθαρισμό) έως 99.98 % κ.ο. (με καθαρισμό και ξήρανση), και έχει προβλεφθεί η ακριβής ανάλυσή του, προκειμένου να διερευνηθεί η επίπτωση διαφορετικών συνθηκών λειτουργίας της εγκατάστασης στην καθαρότητα του υδρογόνου.



Εικόνα II.1.11: Σταθμός πλήρωσης – εμφιάλωσης υδρογόνου

- Δεξαμενή μεταλλοϋδριδίων (Εικόνα II.1.12): Οι δεξαμενές μεταλλοϋδριδίων σχεδιάστηκαν από το FIT, Κύπρο, και κατασκευάστηκαν από την Labtech SA, Βουλγαρία. Το σύστημα αποθήκευσης αποτελείται από 6 κυλινδρικές δεξαμενές από ανοξείδωτο χάλυβα, που περιέχουν ένα κράμα μετάλλου τύπου AB_5 , με προσμείξεις $La_{1-x}Ce_xNi_5$. Κατά τη διάρκεια της εξωθερμικής απορρόφησης υδρογόνου, οι δεξαμενές ψύχονται με κρύο νερό. Για να μπορέσουν να εκροφήσουν το υδρογόνο, χρειάζεται ζεστό νερό στους $75^{\circ}C$, για το οποίο χρησιμοποιείται ένας απλός θερμοσίφωνας ισχύος 4 kW. Η πίεση εκρόφησης είναι στα 14 bar και αντιστοιχεί σε μια θερμοκρασία $50-60^{\circ}C$. Το υδρογόνο σε αυτή την περίπτωση διανέμεται με την ονομαστική ροή των 0.45 kg/h υδρογόνου.



Εικόνα II.1.12: Δεξαμενή μεταλλοϋδριδίων

Στο βοηθητικό εξοπλισμό ανήκουν το κλειστό κύκλωμα ψυχρού νερού, το κλειστό σύστημα παραγωγής ζεστού νερού, ο αεροσυμπιεστής και το κεντρικό σύστημα ελέγχου και καταγραφής δεδομένων. Για την διανομή ψυχρού νερού, οπουδήποτε κάθε φορά είναι αυτό απαραίτητο, χρησιμοποιείται βιομηχανικός ψύκτης νερού τύπου ACN της εταιρείας Epsi ο οποίος και είναι ρυθμισμένος για να αποθηκεύει νερό στους 9-13°C. Η ονομαστική του ισχύς είναι 5.5 kW. Για την παροχή αντίστοιχα ζεστού νερού έχει εγκατασταθεί ένας θερμοσίφωνα των 4 kW. Ο αεροσυμπιεστής είναι απαραίτητος για τη λειτουργία και τον έλεγχο των πνευματικών βανών της μονάδας. Ο εμβολοφόρος, λιπαινόμενος αεροσυμπιεστής είναι μονοφασικός, με ισχύ κινητήρα 2.2 kW. Έχει ονομαστική πίεση λειτουργίας 10 bar και παροχή αέρα 225 l/min στην πίεση λειτουργίας. Η ισχύς του ψυκτικού συμπιεστή είναι 0.139 kW. Η καθαρότητα του πεπιεσμένου αέρα για πνευματικά συστήματα είναι σύμφωνη με τις προδιαγραφές κατά ISO 8573.1 class 1.4.1. Τέλος, από τον κεντρικό ηλεκτρολογικό Πίνακα τροφοδοτείται ολόκληρη η μονάδα με ηλεκτρική ενέργεια. Μέσα στο ίδιο πεδίο βρίσκεται και το σύστημα ελέγχου, που βασίζεται σε ένα Programmable Logic Controller (PLC) Simatic S7 της εταιρείας Siemens. Το PLC επικοινωνεί με έναν υπολογιστή, στον οποίο καταγράφονται τα δεδομένα και από τον οποίο στέλνονται οι κατάλληλες εντολές για τη λειτουργία του συστήματος.

II.2. Πειραματικά αποτελέσματα κυψέλης καυσίμου τύπου PEM

Η κυψέλη καυσίμου τύπου PEM του Εργαστηρίου Ενσωμάτωσης Τεχνολογιών Υδρογόνου και ΑΠΕ του ΚΑΠΕ είναι αυτή που χρησιμοποιήθηκε για τη διεξαγωγή των πειραμάτων που παρουσιάζονται στην παρούσα παράγραφο του πειραματικού μέρους. Τα τεχνικά της χαρακτηριστικά είναι αυτά που αναφέρονται στην παράγραφο Π.1.1.1.

Η κυψέλη καυσίμου τύπου PEM του εργαστηρίου είναι συνδεδεμένη με διάταξη ωμικών φορτίων (Avtron, K490). Η διάταξη αυτή είναι κατασκευασμένη να λειτουργεί σε εσωτερικούς χώρους, είναι φορητή και η χρησιμότητά της έγκειται στην εφαρμογή μετρήσιμων ηλεκτρικών φορτίων και στη λειτουργική δοκιμασία μονοφασικών πηγών ισχύος της τάξης των 240 VAC σε συχνότητα των 60 Hz. Είναι σχεδιασμένη επίσης να λειτουργεί με μικρής κλίμακας διατάξεις αλλά και σε βιομηχανικού τύπου εφαρμογές. Το εύρος της για μονοφασικό ρεύμα τάσεως 240 VAC και συχνότητας 60 Hz, φτάνει μέχρι τα 10 kW με δυνατότητα ελάχιστης μεταβολής τα 250 W.

Η κυψέλη καυσίμου διαθέτει δικό της λογισμικό για την παρακολούθηση, την καταγραφή και την αποθήκευση δεδομένων που προκύπτουν από τη λειτουργία της είτε άμεσα είτε έμμεσα μετά από αυτόματη μαθηματική επεξεργασία. Ενδεικτικά δεδομένα λειτουργίας καθώς και διαγράμματα που προκύπτουν ύστερα από πρωτογενή επεξεργασία παρουσιάζονται στο Παράρτημα της παρούσας διδακτορικής διατριβής.

II.2.1 Πειραματικά αποτελέσματα από λειτουργία υπό σταθερό φορτίο

Όπως αναφέρθηκε στην εισαγωγή του πειραματικού μέρους ένας από τους σκοπούς της διδακτορικής διατριβής είναι τα αποτελέσματα που θα προκύψουν από τις πειραματικές μετρήσεις με κυψέλη καυσίμου, να χρησιμοποιηθούν ως βασικές παράμετροι εισόδου σε εργαλείο προσομοίωσης υβριδικών συστημάτων ΑΠΕ – Τεχνολογιών Υδρογόνου.

Τα διαγράμματα που παρατίθενται στη συγκεκριμένη παράγραφο προκύπτουν από πειράματα που έλαβαν χώρα με την κυψέλη καυσίμου τύπου PEM του Εργαστηρίου Ενσωμάτωσης Τεχνολογιών Υδρογόνου του ΚΑΠΕ για λειτουργία υπό σταθερό

φορτίο. Στα διαγράμματα παρουσιάζεται η ισχύς του φορτίου, η ισχύς της συστοιχίας της κυψέλης καυσίμου καθώς και η συνολική απόδοση του συστήματος.

Η συνολική απόδοση του συστήματος υπολογίζεται μέσω του λογισμικού καταγραφής δεδομένων που διαθέτει η ίδια η μονάδα. Πριν την παρουσίαση των διαγραμμάτων παρατίθεται ο τρόπος μέσω του οποίου υπολογίζεται η συνολική απόδοση. Στην εξίσωση 1 φαίνεται ο λόγος της συνολικής απόδοσης του συστήματος:

$$S_{eff} = \frac{NP}{H_{total} \cdot LHV} \cdot 100 \quad (1)$$

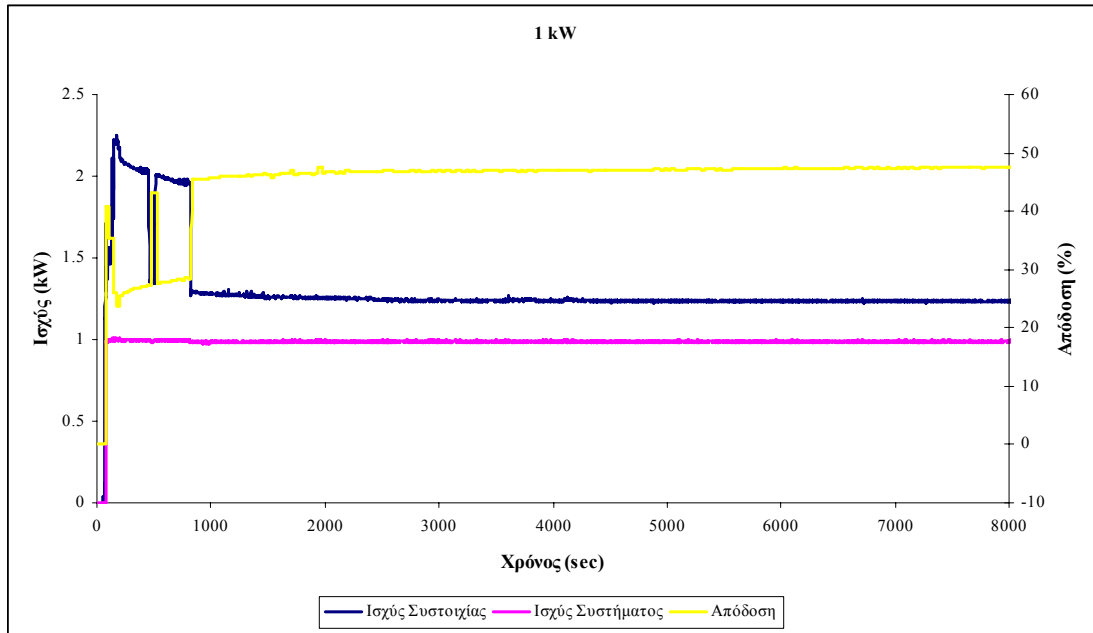
Όπου, S_{eff} : Απόδοση Συστήματος, NP: Ισχύς Συστήματος (Net Power to the customer), LHV: Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη υδρογόνου (Lower Heating Value of hydrogen: 242.000 J/mole), H_{total} : Κατανάλωση Υδρογόνου (σε mole/sec).

Η κατανάλωση υδρογόνου σε μια κυψέλη καυσίμου εξαρτάται από τον τύπο της κυψέλης καυσίμου και τη συγκέντρωση του υδρογόνου σε κανονικές συνθήκες. Στην περίπτωση της παρούσας κυψέλης καυσίμου η κατανάλωση υδρογόνου υπολογίζεται από την εξίσωση 2:

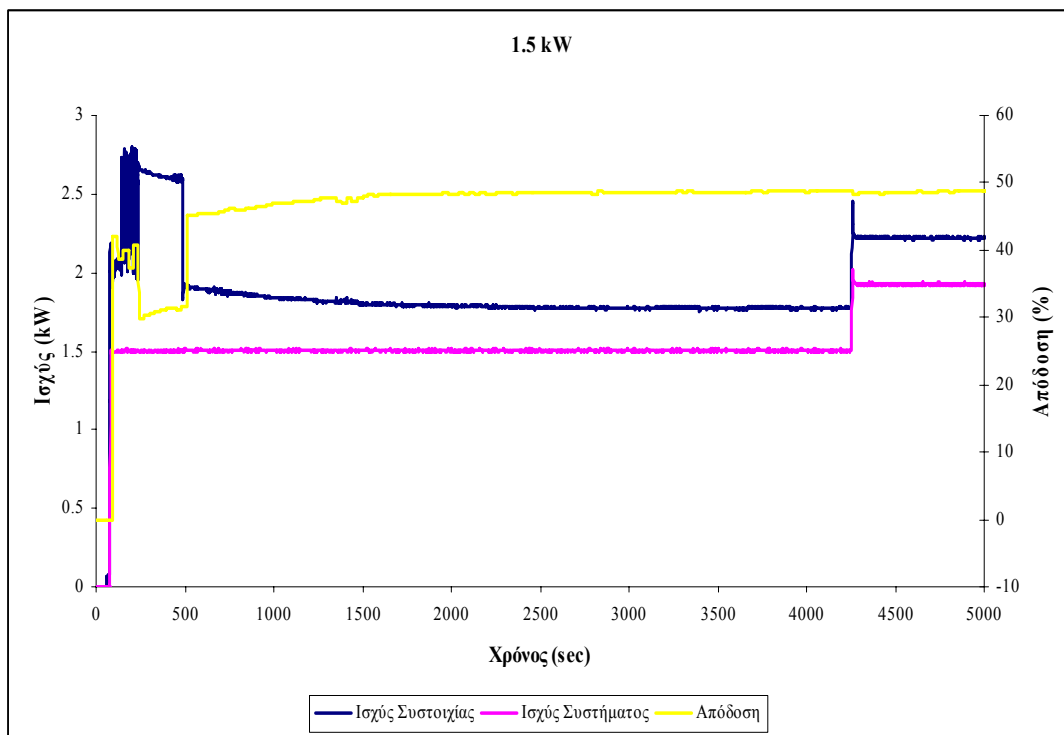
$$H_{total} = \frac{I}{F \cdot 2 \cdot X} \quad (2)$$

Όπου, I: Ρεύμα Συστοιχίας (σε C/sec), F: Σταθερά Faraday (96.485, 309 C/mole), X: Αριθμός Κελιών Συστοιχίας (63 για την κυψέλη καυσίμου τύπου PEM της Plug Power).

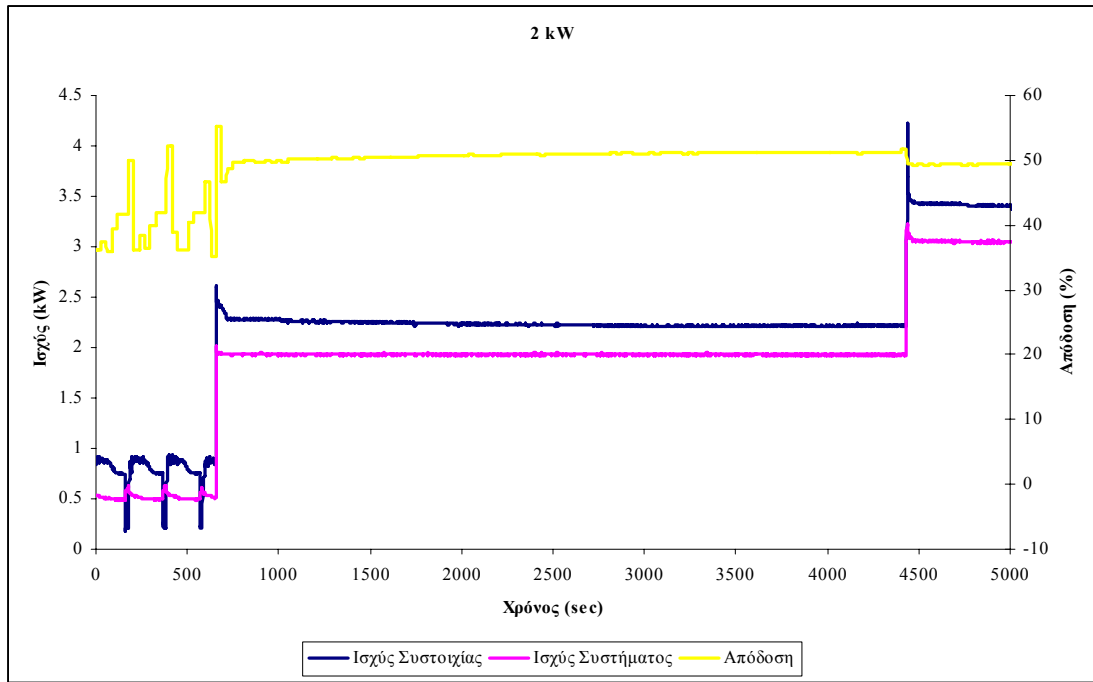
Ύστερα από τη λειτουργία, την καταγραφή και την επεξεργασία των δεδομένων μετά από κάθε πείραμα για λειτουργία υπό σταθερό φορτίο προέκυψαν τα παρακάτω διαγράμματα:



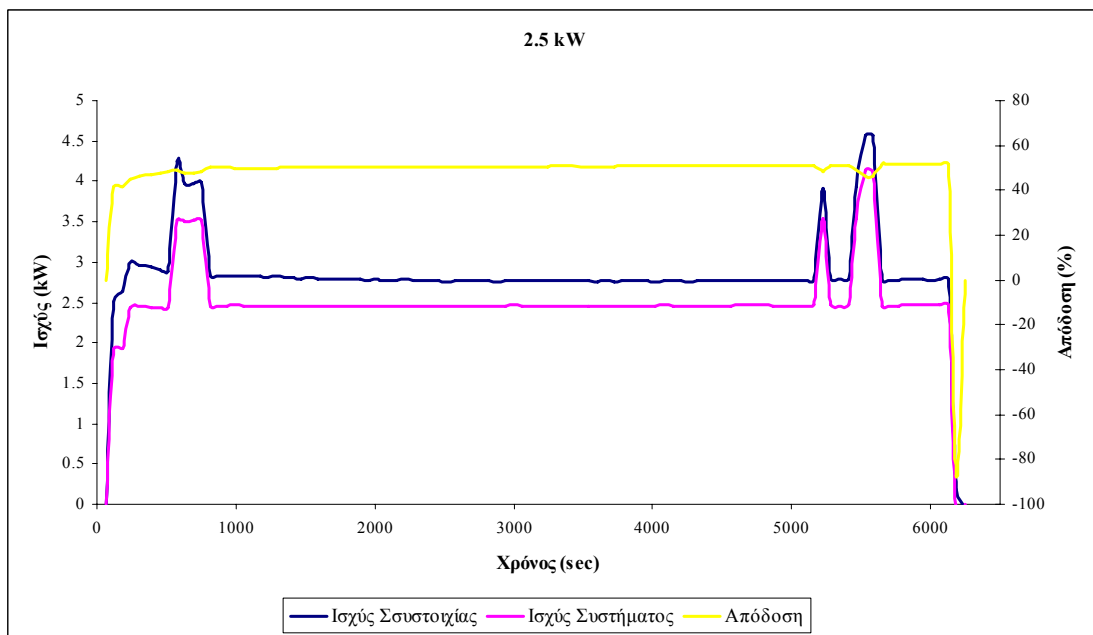
Διάγραμμα II.2.1: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 1 kW



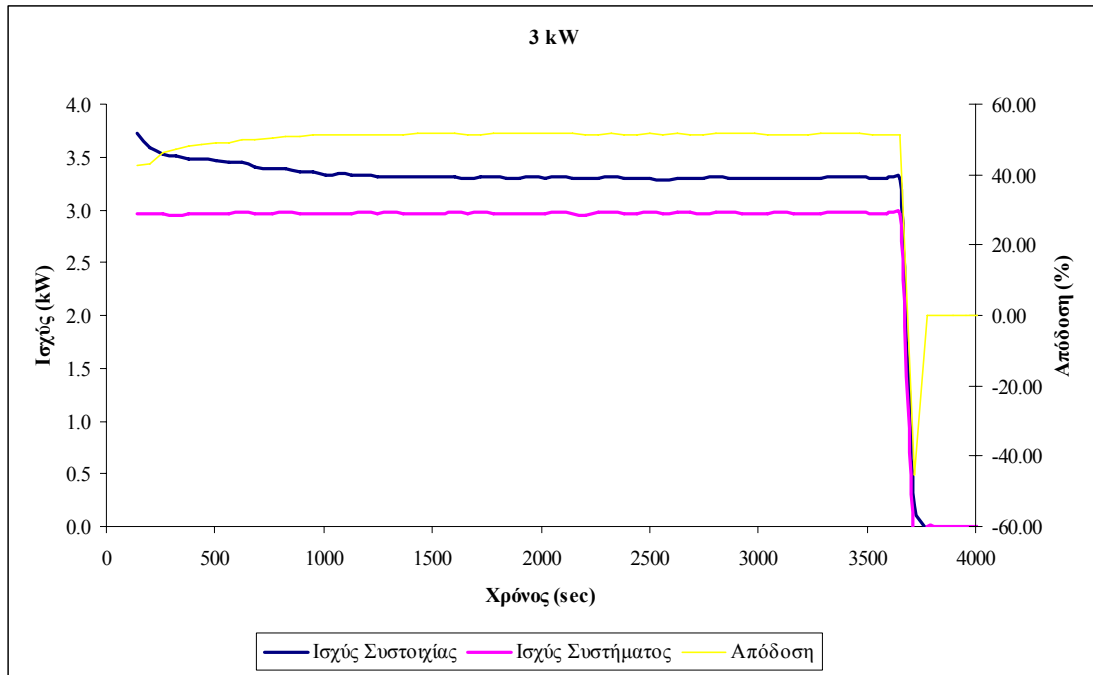
Διάγραμμα II.2.2: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 1,5 kW



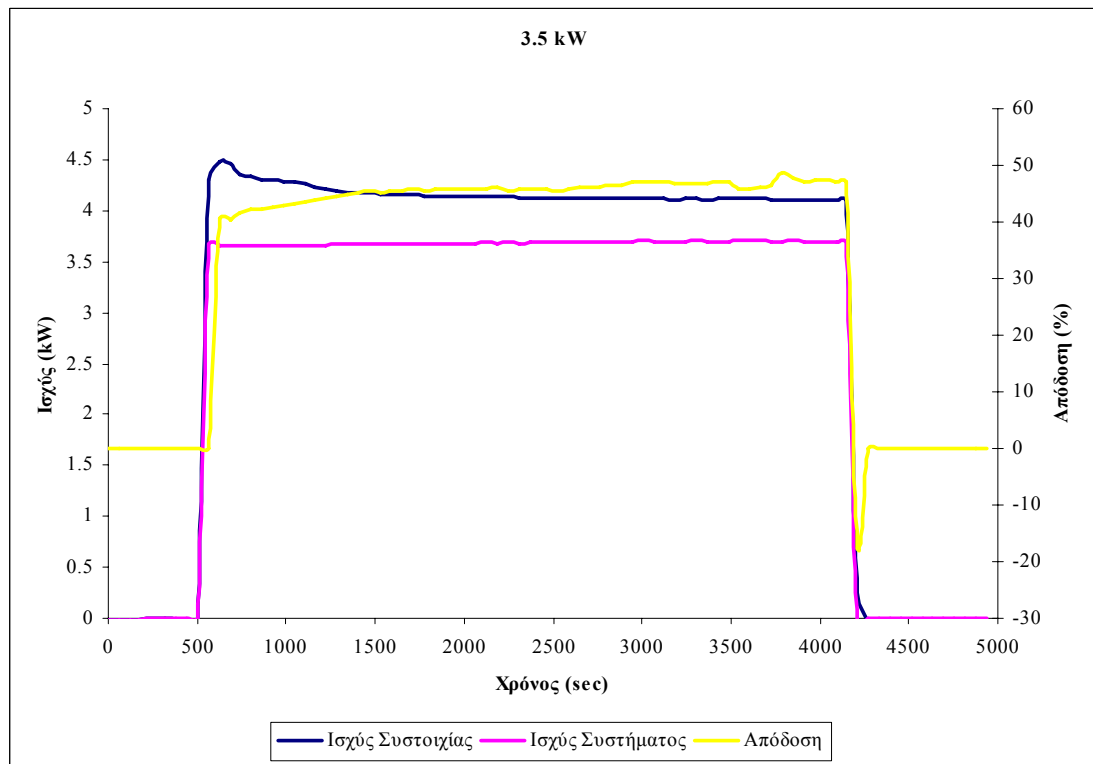
Διάγραμμα II.2.3: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 2 kW



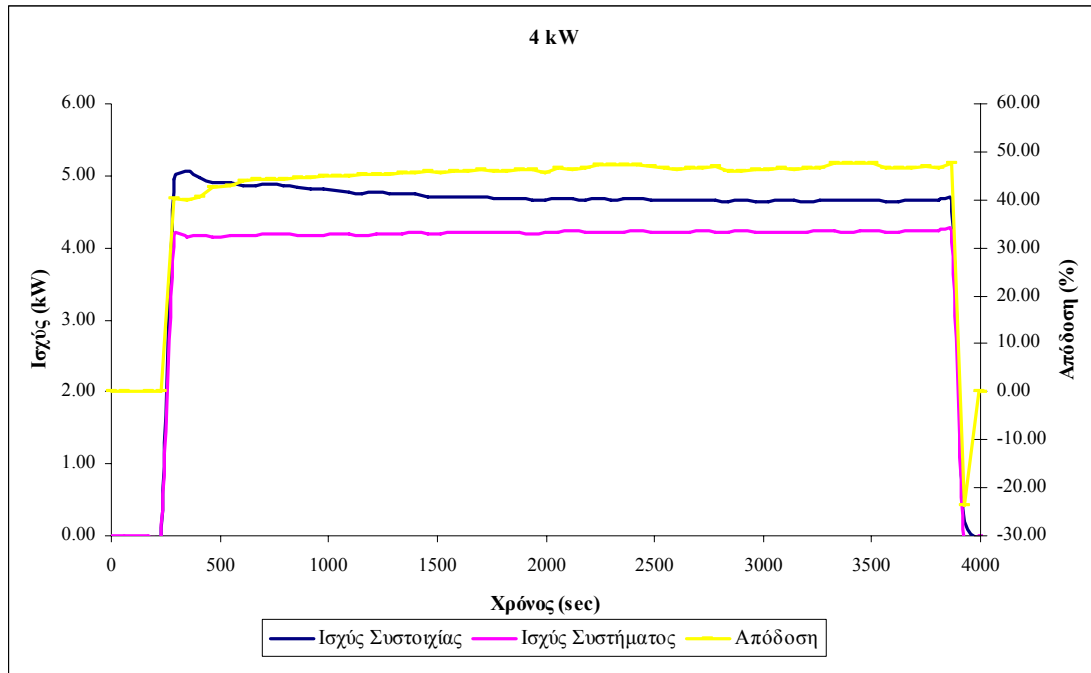
Διάγραμμα II.2.4: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 2,5 kW



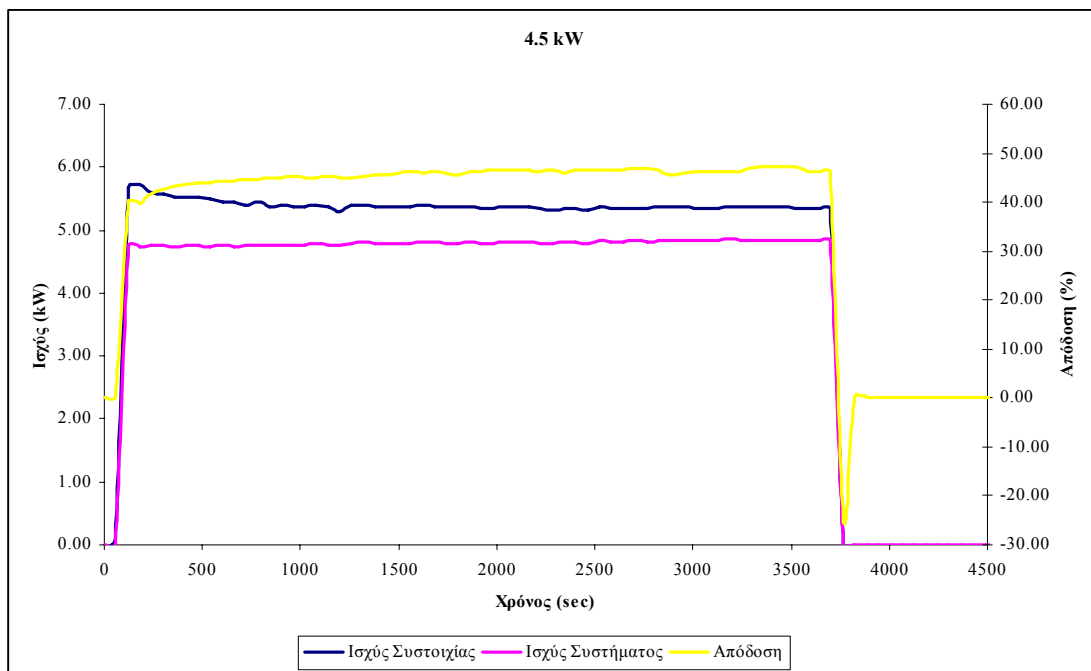
Διάγραμμα II.2.5: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 3 kW



Διάγραμμα II.2.6: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 3,5 kW



Διάγραμμα II.2.7: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 4 kW



Διάγραμμα II.2.8: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 4,5 kW

Η ισχύς της συστοιχίας στα παραπάνω διαγράμματα εμφανίζεται να είναι πάντα μεγαλύτερη της ισχύος του συστήματος, καθώς στην ισχύ της συστοιχίας εκτός από την ενέργεια που απαιτείται για την κάλυψη του φορτίου, συνυπολογίζεται και η

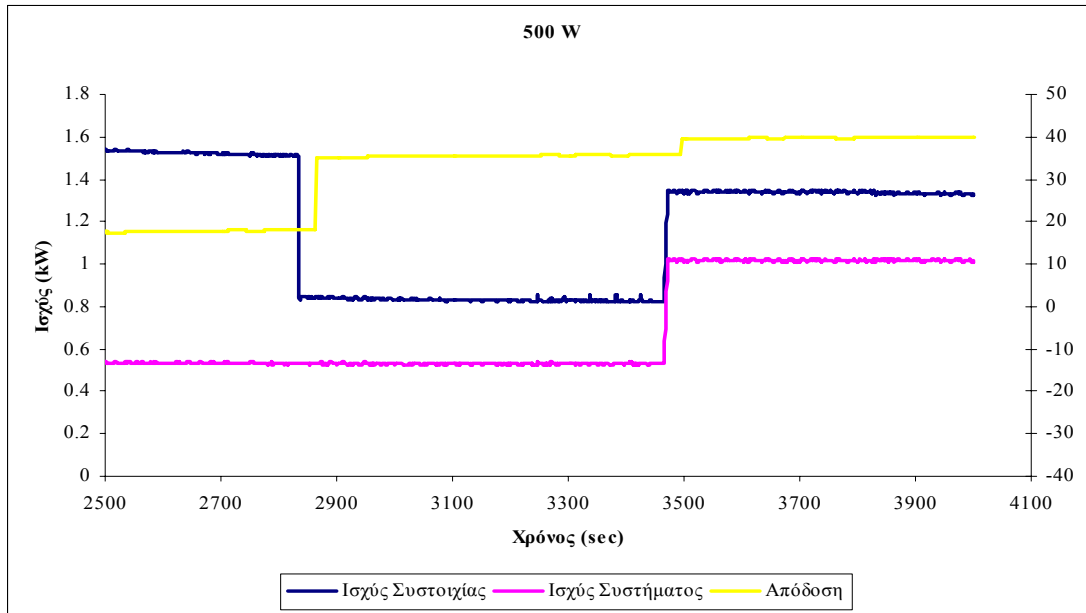
ενέργεια που χρειάζεται για τη λειτουργία του βοηθητικού εξοπλισμού της κυψέλης καυσίμου.

Σχετικά με τη συνολική απόδοση του συστήματος σε μεσαία και χαμηλότερα φορτία παρατηρείται πως προσεγγίζει το 50%, όπως φαίνεται στα παραπάνω διαγράμματα. Η συνολική απόδοση του συστήματος είναι λίγο χαμηλότερη από 50% όταν η κυψέλη καυσίμου λειτουργεί υπό φορτία που προσεγγίζουν την ονομαστική της ισχύ (5 kW). Το τελευταίο συμβαίνει αφού σε υψηλότερα φορτία, η κατανάλωση υδρογόνου είναι ακόμα μεγαλύτερη συγκριτικά με τη λειτουργία σε μεσαία και χαμηλότερα φορτία, καθώς ο βοηθητικός εξοπλισμός της κυψέλης καυσίμου απαιτεί περισσότερη ενέργεια προκειμένου να συμπιέσει περισσότερο αέρα και προκειμένου να διατηρήσει τη θερμοκρασία στα επιθυμητά επίπεδα (53 – 55 °C). Η απόδοση στα μεγαλύτερα φορτία επηρεάζεται όχι μόνο από την ισχύ στο βοηθητικό εξοπλισμό αλλά και από την πυκνότητα ρεύματος. Σε υψηλά φορτία οι κυψέλες καυσίμου τύπου PEM, λειτουργούν σε μεγαλύτερη πυκνότητα ρεύματος γεγονός που επίσης οδηγεί σε χαμηλότερες αποδόσεις. Αυτό είναι χαρακτηριστικό και άλλων μονάδων αποθήκευσης ενέργειας, όπως οι μπαταρίες οξειδοαναγωγής.

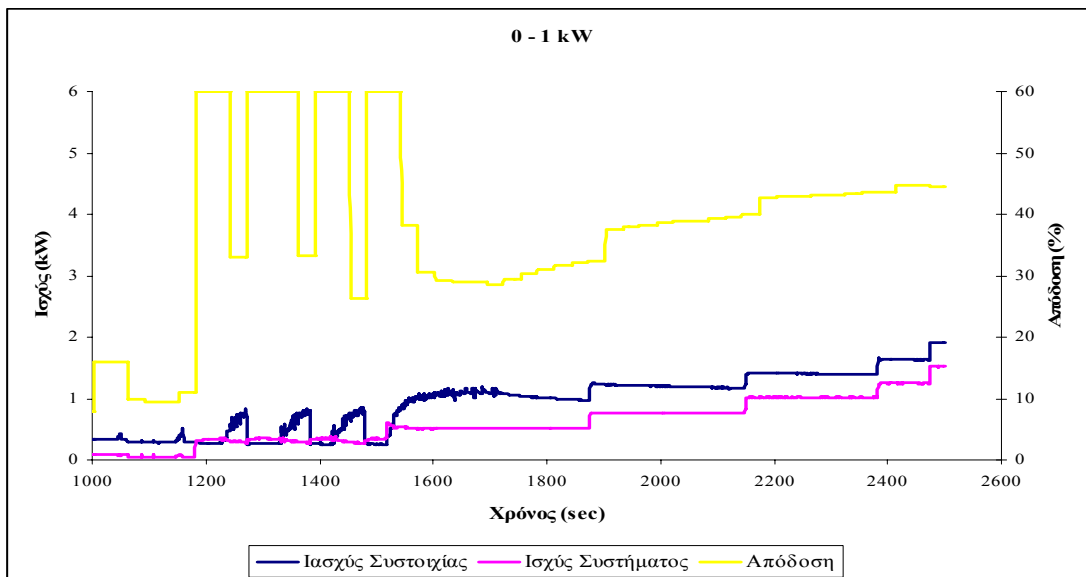
Κάποιες ανομοιομορφίες που εμφανίζονται στα πρώτα δευτερόλεπτα λειτουργίας σε ορισμένα διαγράμματα λειτουργίας κυρίως μικρότερων φορτίων οφείλονται στο γεγονός ότι η κυψέλη καυσίμου κατά την εκκίνησή της λειτουργεί υπό ένα μεταβατικό στάδιο προκειμένου να ανεβάσει τη θερμοκρασία λειτουργίας στα επιθυμητά επίπεδα (53 – 55 °C). Για να επιτευχθεί αυτό, έχει προβλεφθεί από την κατασκευάστρια εταιρεία το ψυκτικό μέσο, το οποίο είναι διάλυμα προπυλενογλυκόλης 55% v/v, να θερμαίνεται μέσω ειδικής διάταξης ηλεκτρικών αντιστάσεων με σκοπό στη συνέχεια να ανεβάσει και τη θερμοκρασία της συστοιχίας στα επιθυμητά επίπεδα. Η ειδική αυτή διάταξη καταναλώνει σταδιακά ενέργεια που προέρχεται από την ίδια τη συστοιχία γεγονός που δικαιολογεί τις ανομοιομορφίες στις καμπύλες της απόδοσης του συστήματος και της ισχύος της συστοιχίας. Σε μεσαία και μεγαλύτερα φορτία λειτουργίας δεν παρατηρούνται παρόμοιες ακραίες ανομοιομορφίες καθώς σε αυτές τις συνθήκες η θερμότητα που παράγεται από την εξώθερμη αντίδραση του υδρογόνου με το οξυγόνο του ατμοσφαιρικού αέρα είναι περισσότερη και αρκεί προκειμένου η θερμοκρασία της ίδιας της συστοιχίας να φτάσει γρηγορότερα τα επιθυμητά επίπεδα. Βέβαια, όπως θα αναφερθεί αναλυτικότερα και παρακάτω, ακόμα και σε αυτές τις περιπτώσεις παρατηρείται κατά

την εκκίνηση η λειτουργία της διάταξης ηλεκτρικών αντιστάσεων, η οποία όμως έχει πλέον βοηθητικό ρόλο.

Στη συνέχεια παρατίθενται διαγράμματα λειτουργίας της κυψέλης καυσίμου για φορτία λειτουργίας μικρότερα του 1 kW:



Διάγραμμα Π.2.9: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό σταθερό φορτίο 500 W

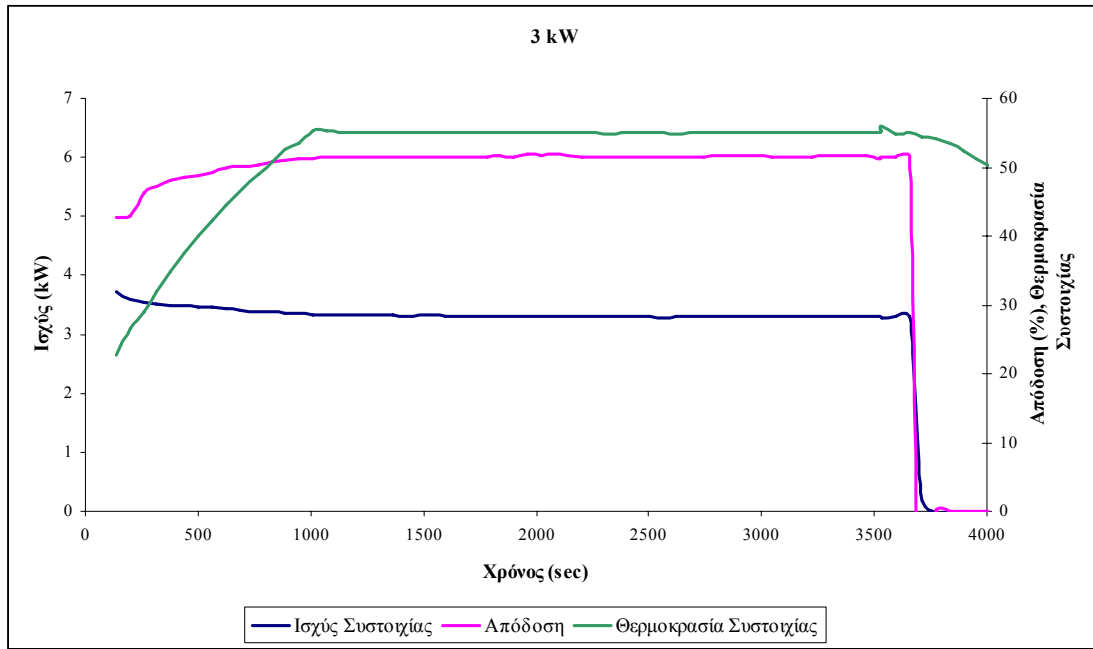


Διάγραμμα Π.2.10: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου τύπου PEM υπό φορτία 0 – 1 kW

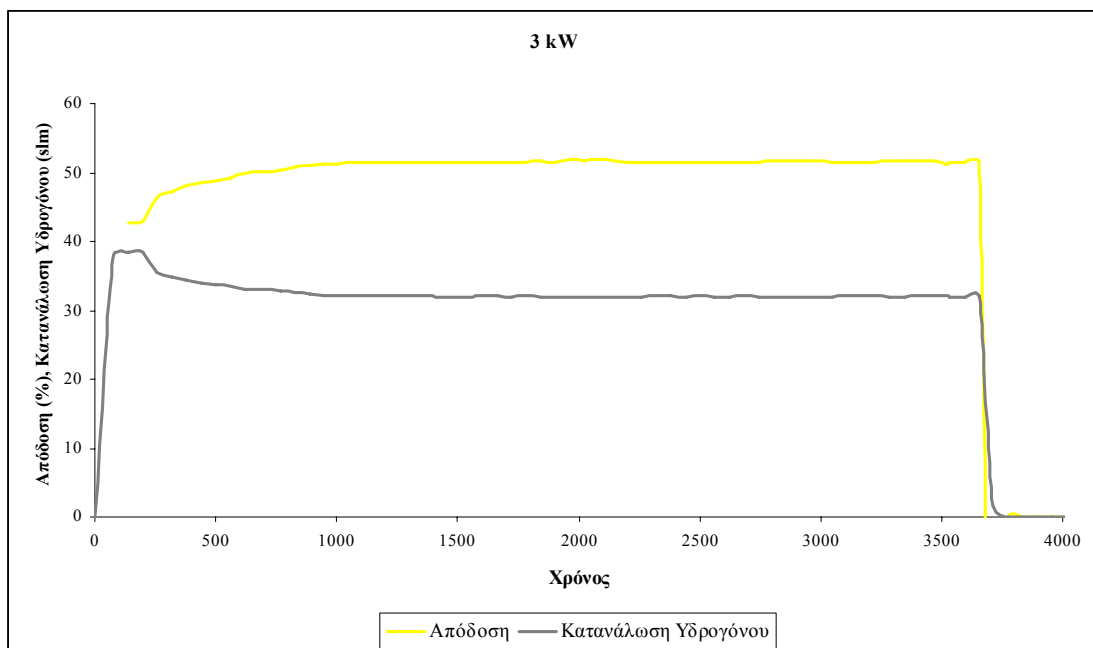
Στο Διάγραμμα Π.2.9 όπου απεικονίζεται η λειτουργία της κυψέλης καυσίμου υπό φορτίο 500 W παρατηρείται ότι αρχικά η απόδοση του συστήματος είναι μικρότερη του 30%, ενώ η ισχύς της συστοιχίας είναι αρκετά μεγαλύτερη σε σχέση με την ισχύ του συστήματος. Το τελευταίο συμβαίνει καθώς σε αυτό το διάστημα όπου το φορτίο είναι χαμηλό, η θερμοκρασία της συστοιχίας δεν δύναται να φτάσει στα επιθυμητά επίπεδα χωρίς να λειτουργήσει η ειδική διάταξη ηλεκτρικών αντιστάσεων. Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, η διάταξη αυτή καταναλώνει σταδιακά ενέργεια που προέρχεται από την ίδια τη συστοιχία γεγονός που οδηγεί στην αύξηση της κατανάλωσης υδρογόνου και ταυτόχρονα στη μείωση της συνολικής απόδοσης του συστήματος. Η απότομη μείωση στην ισχύ τη συστοιχίας οφείλεται στο γεγονός ότι εκείνη τη στιγμή η θερμοκρασία φτάνει στα επιθυμητά επίπεδα, σταματά η λειτουργία των ηλεκτρικών αντιστάσεων και έτσι επανέρχεται και η συνολική απόδοση του συστήματος.

Ομοίως για το Διάγραμμα Π.2.10, όπου για την κάλυψη φορτίων μικρότερων του ενός kW παρατηρούνται οι αντίστοιχες ανομοιομορφίες στις καμπύλες ισχύος της συστοιχίας και της απόδοσης. Όσο μεγαλώνει η ισχύς του επιβαλλόμενου φορτίου τόσο πιο ομαλή γίνεται η λειτουργία στο σύνολό της και τόσο πιο πολύ εύκολα επανέρχεται η απόδοση του συστήματος προσεγγίζοντας το 50%.

Ορισμένες φορές το παραπάνω φαινόμενο παρατηρείται και σε μεγαλύτερα φορτία, αλλά μόνο κατά την εκκίνηση της λειτουργίας. Στο Διάγραμμα Π.2.11 φαίνεται η λειτουργία της κυψέλης καυσίμου υπό φορτίο 3 kW. Αρχικά, η ισχύς της συστοιχίας είναι αυξημένη καθώς για κάποιο χρονικό διάστημα απαιτείται η λειτουργία της διάταξης ηλεκτρικών αντιστάσεων προκειμένου να ανέβει η θερμοκρασία της ίδιας της συστοιχίας η οποία επίσης αποτυπώνεται στο ίδιο διάγραμμα. Αντίστοιχα με ότι αναφέρθηκε προηγουμένως για φορτία μικρότερα του 1 kW, τη στιγμή που η θερμοκρασία της συστοιχίας φτάνει τα επιθυμητά επίπεδα, σταματά η λειτουργία της διάταξης ηλεκτρικών αντιστάσεων με αποτέλεσμα τη μείωση της ισχύος της συστοιχίας και την αύξηση της συνολικής απόδοσης του συστήματος. Το τελευταίο επιβεβαιώνεται πλήρως και με τη βοήθεια του Διαγράμματος Π.2.12, όπου για την ίδια πειραματική μέτρηση φαίνεται ότι τη στιγμή που παύει η λειτουργία της διάταξης ηλεκτρικών αντιστάσεων, μειώνεται η κατανάλωση του υδρογόνου και ταυτόχρονα επανέρχεται η συνολική απόδοση του συστήματος στο 50%.



Διάγραμμα II.2.11: Θερμοκρασία συστοιχίας ($^{\circ}C$) υπό φορτίο λειτουργίας 3 kW



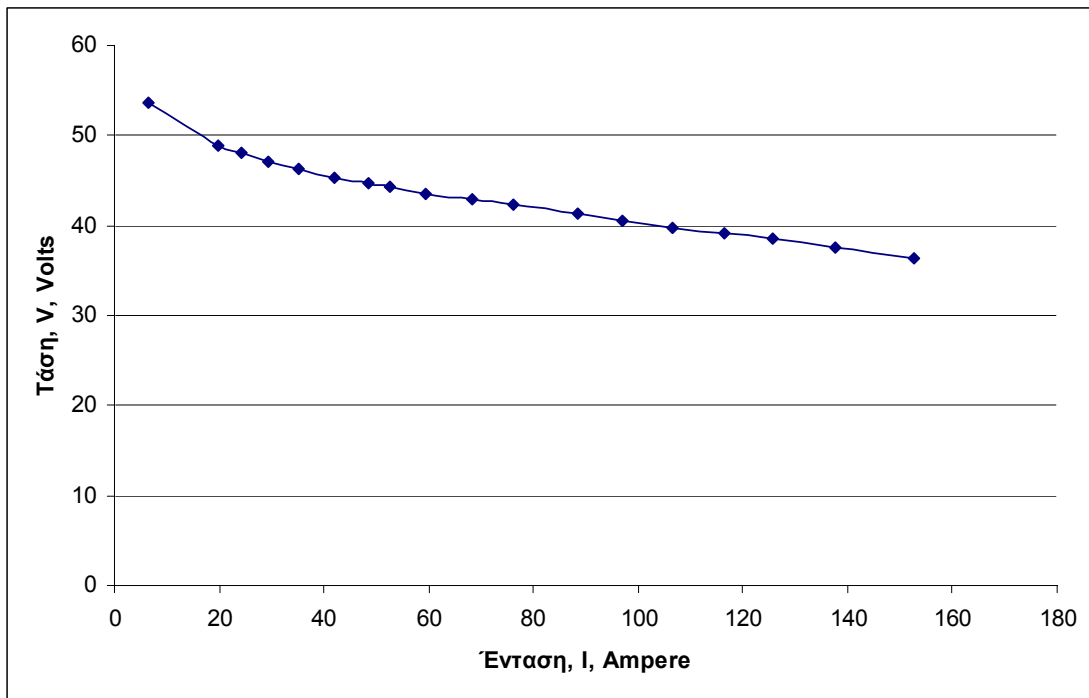
Διάγραμμα II.2.12: Κατανάλωση υδρογόνου (slm) υπό φορτίο λειτουργίας 3 kW

II.2.2 Πειραματικά αποτελέσματα από λειτουργία υπό μεταβαλλόμενο φορτίο

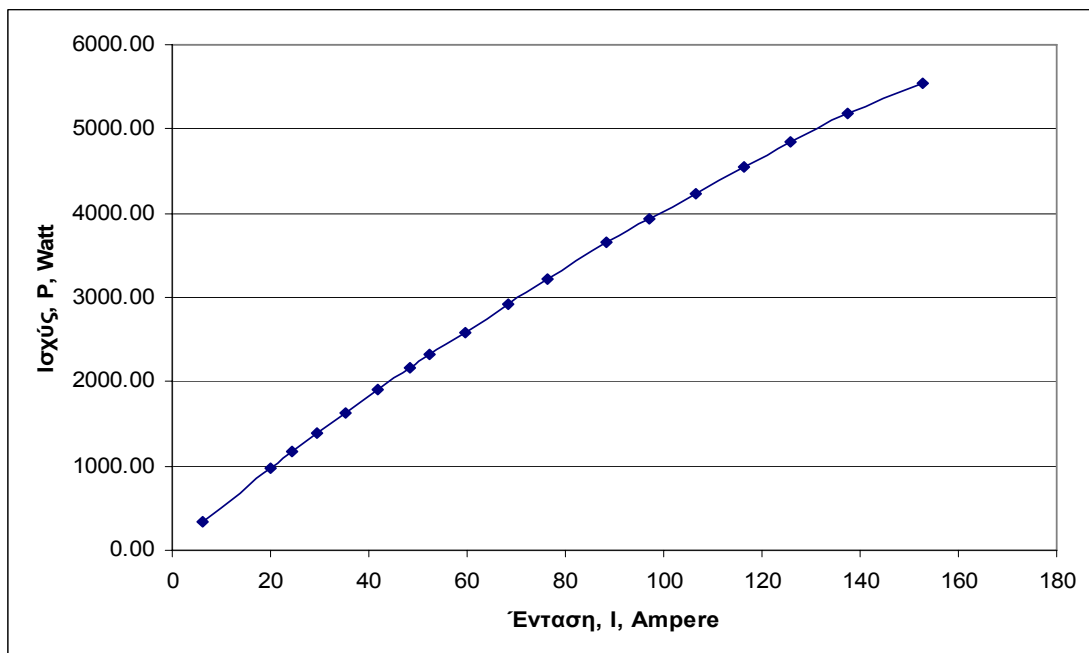
Προκειμένου να εξαχθεί η χαρακτηριστική καμπύλη τάσεως – ρεύματος της συστοιχίας της κυψέλης καυσίμου, πραγματοποιήθηκαν μετρήσεις σε όλο το εύρος φορτίου που ήταν δυνατό. Πιο συγκεκριμένα και αφού η κυψέλη καυσίμου λειτούργησε για κάποιο χρονικό διάστημα σε φορτίο 4 kW έτσι ώστε να φτάσει σε μόνιμες συνθήκες θερμοκρασίας ($53 - 55$ °C), ελήφθησαν μετρήσεις τάσεως και ρεύματος για εύρος φορτίου από 0 μέχρι 5 kW με βήμα μεταβολής τα 250 W που είναι και το ελάχιστο δυνατό βάσει της διάταξης ωμικών φορτίων με την οποία είναι συνδεδεμένη η κυψέλη καυσίμου. Οι μετρήσεις που ελήφθησαν παρουσιάζονται στον Πίνακα II.2.1, από τον οποίο προκύπτει το Διάγραμμα II.2.13 και το Διάγραμμα II.2.14. Σημειώνεται πως για κάθε μεταβολή φορτίου η κυψέλη καυσίμου αφέθηκε σε λειτουργία για ορισμένο χρονικό διάστημα προκειμένου τα ζεύγη τιμών τάσεως – ρεύματος να είναι τα πιο αντιπροσωπευτικά. Οι τιμές ισχύος που παρουσιάζονται προκύπτουν από το γινόμενο των τιμών τάσεως και ρεύματος.

Πίνακας II.2.1: Ζεύγη τιμών τάσεως – ρεύματος και ισχύς συστοιχίας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM

Τάση (V)	Ρεύμα (A)	Ισχύς (W)
53.55	6.34	339.51
48.9	19.93	974.58
48.03	24.27	1165.69
47.06	29.5	1388.27
46.23	35.3	1631.92
45.34	41.89	1899.29
44.63	48.44	2161.88
44.26	52.47	2322.32
43.5	59.57	2591.30
42.83	68.4	2929.57
42.28	76.3	3225.96
41.24	88.42	3646.44
40.5	96.91	3924.86
39.73	106.5	4231.25
39.09	116.5	4553.99
38.54	125.83	4849.49
37.64	137.53	5176.63
36.33	152.61	5544.32

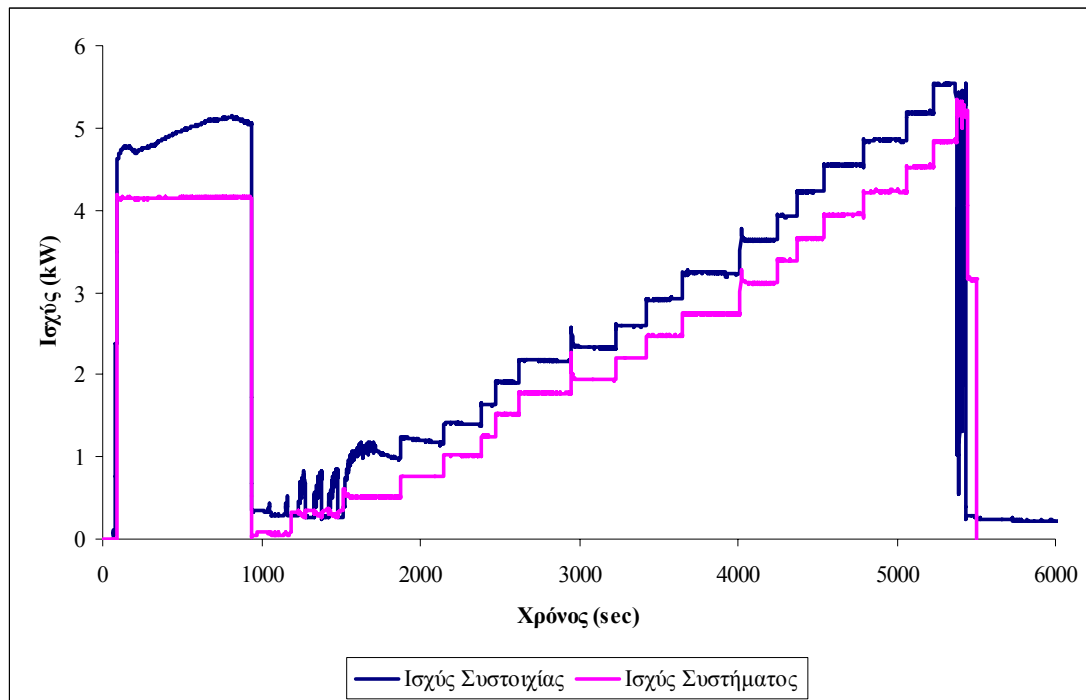


Διάγραμμα II.2.13: Καμπύλη τάσεως – ρεύματος συστοιχίας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM



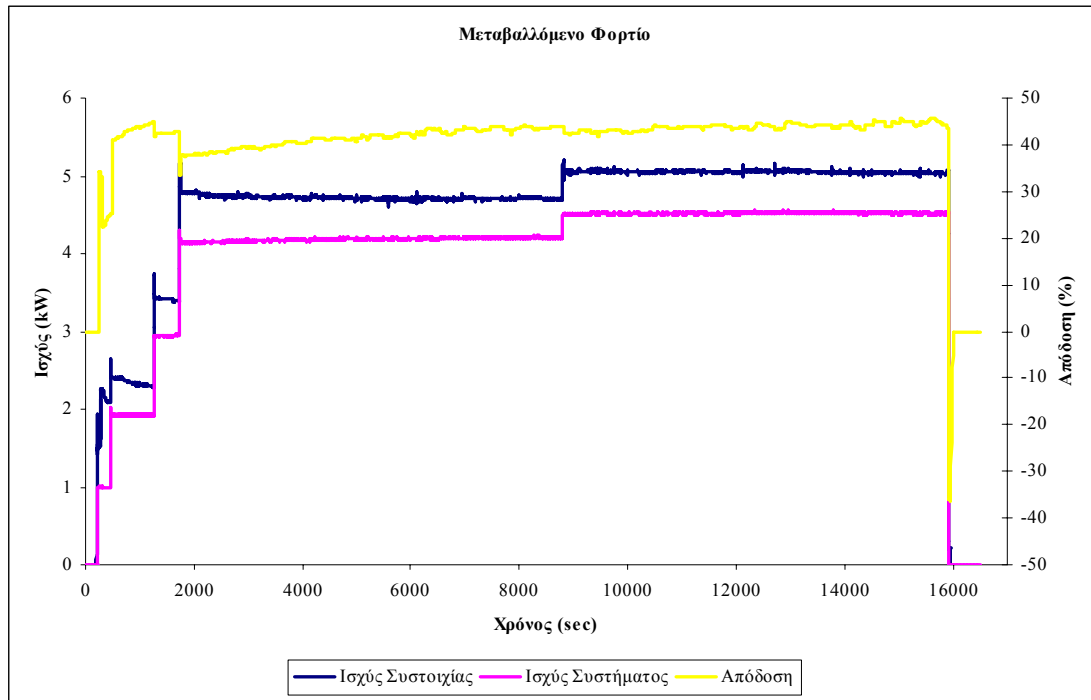
Διάγραμμα II.2.14: Καμπύλη ισχύος – ρεύματος συστοιχίας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM

Στο Διάγραμμα II.2.15 απεικονίζεται η εξέλιξη όλης της λειτουργίας της συγκεκριμένης πειραματικής μέτρησης:



Διάγραμμα Π.2.15: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου από 0 έως 5 kW με βήμα μεταβολής 250 W

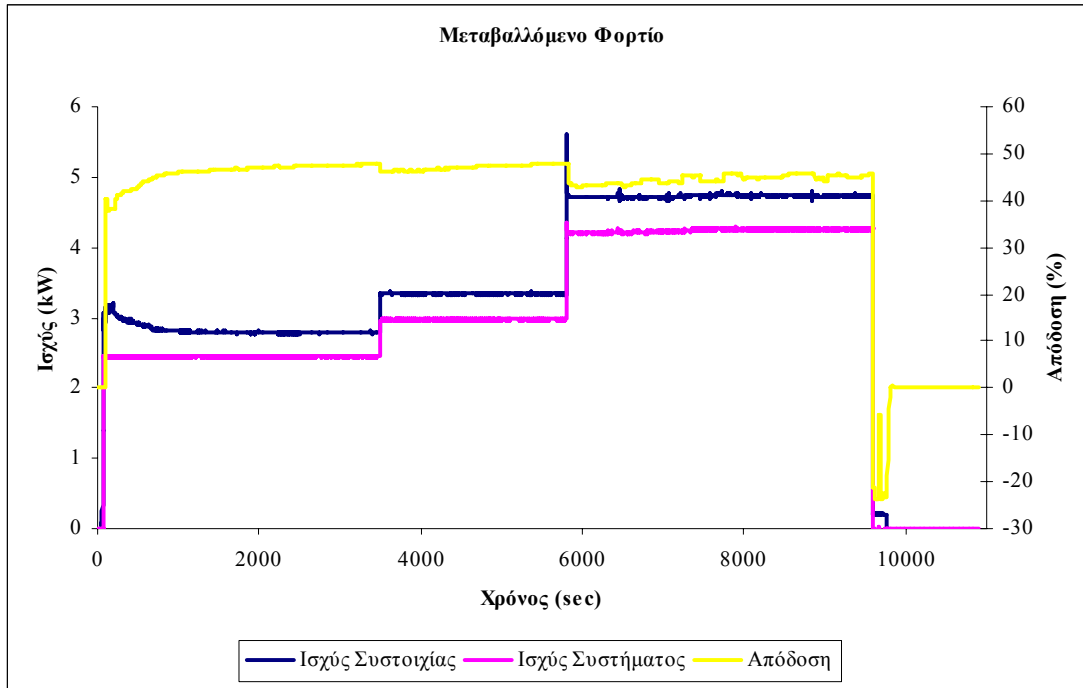
Ύστερα από τα διαγράμματα λειτουργίας της κυψέλης καυσίμου υπό σταθερό φορτίο, παρατίθενται διαγράμματα υπό μεταβαλλόμενο φορτίο. Το σκεπτικό των πειραματικών μετρήσεων και των διαγραμμάτων που προκύπτουν είναι να καλυφθεί όλο το εύρος λειτουργίας της κυψέλης καυσίμου (0 – 5 kW) όχι μόνο υπό συνθήκες σταθερού φορτίου αλλά και υπό συνθήκες μεταβαλλόμενου φορτίου. Με αυτό τον τρόπο η αξιολόγηση της κυψέλης καυσίμου είναι πιο πλήρης και επίσης η εκτίμηση της απόδοσής της είναι πιο αντιπροσωπευτική. Η απόδοση της κυψέλης καυσίμου χρησιμοποιείται στις επόμενες παραγράφους ως κύρια παράμετρος εισόδου σε λογισμικό εργαλείο προσομοίωσης ολοκληρωμένων συστημάτων ΑΠΕ – Τεχνολογιών υδρογόνου. Τα διαγράμματα λειτουργίας υπό συνθήκες μεταβαλλόμενου φορτίου που ακολουθούν, προέκυψαν ύστερα από βηματική αύξηση και μείωση αλλά και τυχαία μεταβολή της ισχύος του συστήματος (φορτίο).



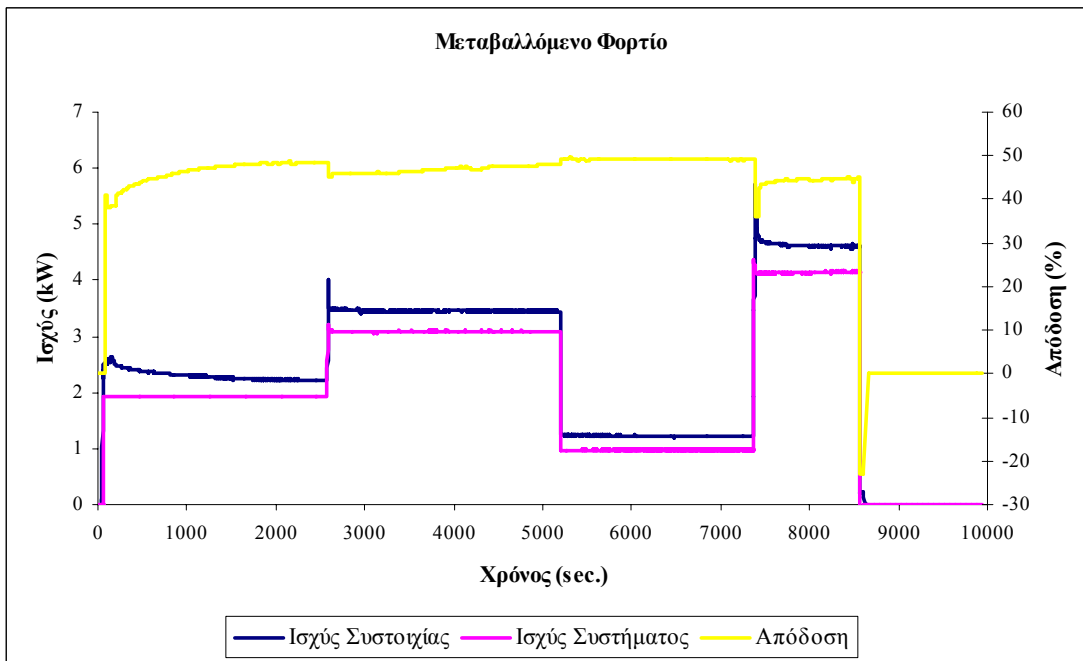
Διάγραμμα II.2.16: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου υπό μεταβαλλόμενο φορτίο



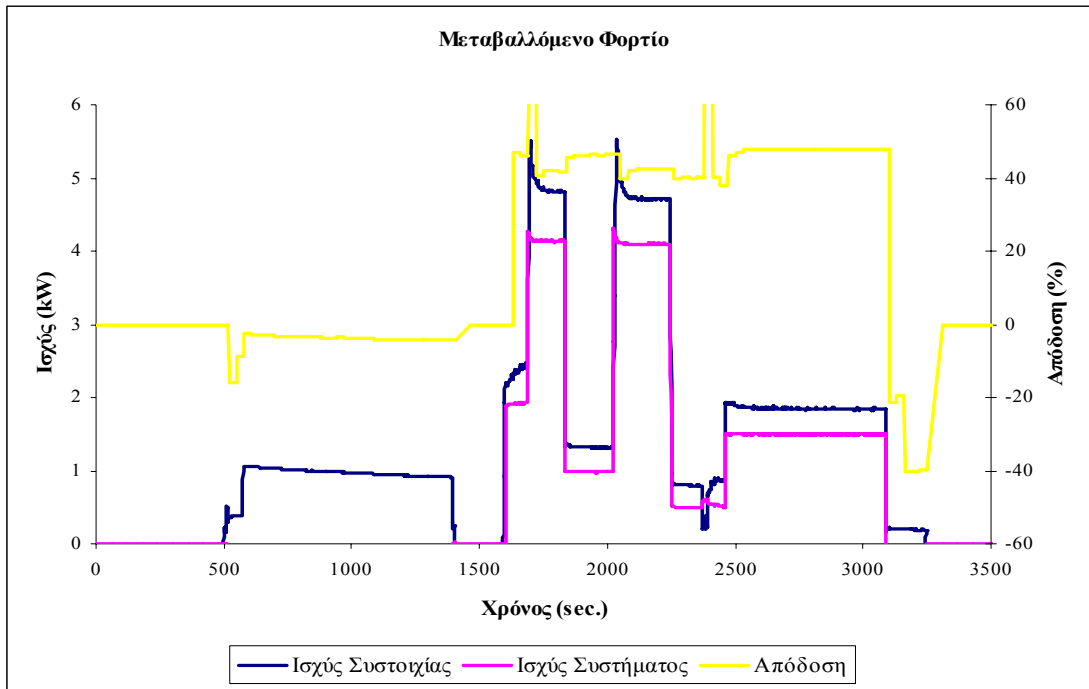
Διάγραμμα II.2.17: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου υπό μεταβαλλόμενο φορτίο



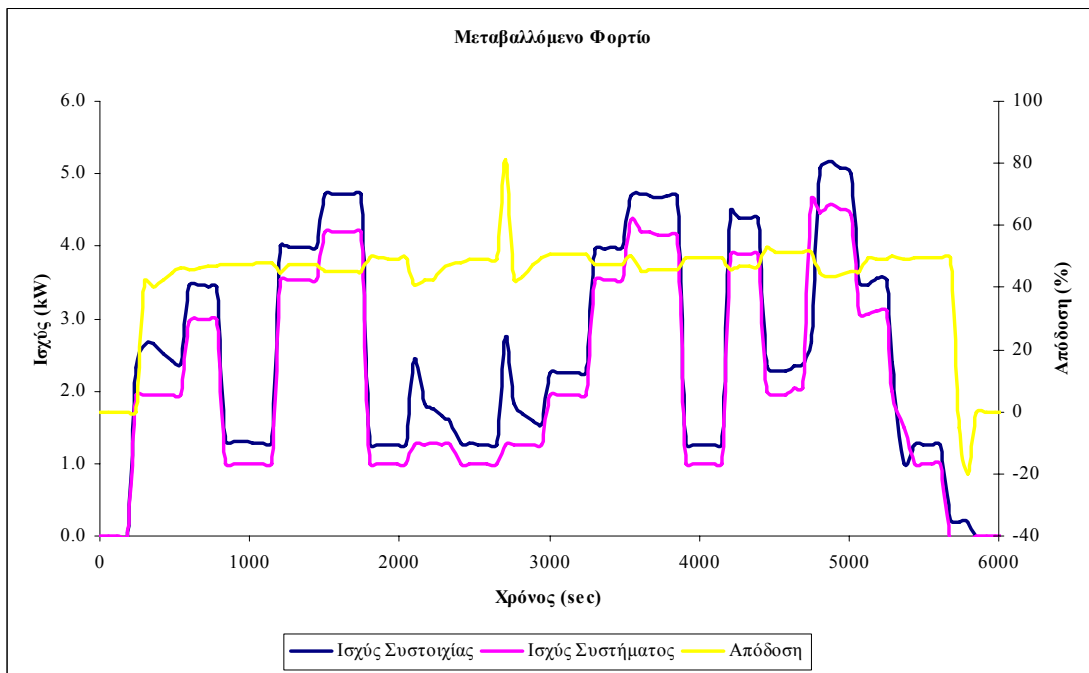
Διάγραμμα Π.2.18: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου υπό μεταβαλλόμενο φορτίο



Διάγραμμα Π.2.19: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου υπό μεταβαλλόμενο φορτίο



Διάγραμμα II.2.20: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου υπό τυχαία μεταβαλλόμενο φορτίο



Διάγραμμα II.2.21: Λειτουργία κυψέλης καυσίμου υπό τυχαία μεταβαλλόμενο φορτίο

Μία κοινή παρατήρηση των διαγραμμάτων λειτουργίας υπό μεταβαλλόμενο φορτίο με τα διαγράμματα λειτουργίας υπό σταθερό φορτίο είναι ότι η ισχύς της συστοιχίας παραμένει μεγαλύτερη από την ωφέλιμη ισχύ η οποία με τη σειρά της συμπίπτει με

την ισχύ του συστήματος. Οι λόγοι παραμένουν ίδιοι με αυτούς που περιγράφηκαν στο σχολιασμό των διαγραμμάτων λειτουργίας σταθερού φορτίου. Αξίζει να σημειωθεί πως η επιπλέον ισχύς που απαιτείται από τη συστοιχία προκειμένου εκτός από την κάλυψη του φορτίου να λειτουργήσει και ο βοηθητικός εξοπλισμός, μπορεί να φτάσει και μέχρι τα 800 W σε συνθήκες λειτουργίας κοντά στην ονομαστική ισχύ ή σε συνθήκες κάτω από τις οποίες απαιτείται η λειτουργία της ειδικής διάταξης ηλεκτρικών αντιστάσεων.

Κάτι που επίσης αναφέρθηκε στο σχολιασμό των διαγραμμάτων λειτουργίας σταθερού φορτίου και το οποίο επιβεβαιώνεται ακόμα καλύτερα παρατηρώντας τα διαγράμματα λειτουργίας μεταβαλλόμενου φορτίου είναι η μεταβολή της απόδοσης του συστήματος. Παρατηρείται πως η αύξηση στο φορτίο λειτουργίας συνοδεύεται από μείωση στη συνολική απόδοση του συστήματος, ενώ αντίστοιχα η μείωση του φορτίου λειτουργίας συνοδεύεται από αύξηση της συνολικής απόδοσης. Όσο πιο κοντά στην ονομαστική ισχύ της κυψέλης καυσίμου τόσο πιο μεγάλη και η μείωση της συνολικής απόδοσης με την αύξηση του φορτίου λειτουργίας. Σε μεσαία και μικρότερα φορτία μεγαλύτερα όμως του 1 kW, οι μεταβολές του φορτίου λειτουργίας επηρεάζουν με τον ίδιο τρόπο τη συνολική απόδοση του συστήματος αλλά σε πολύ μικρότερο βαθμό.

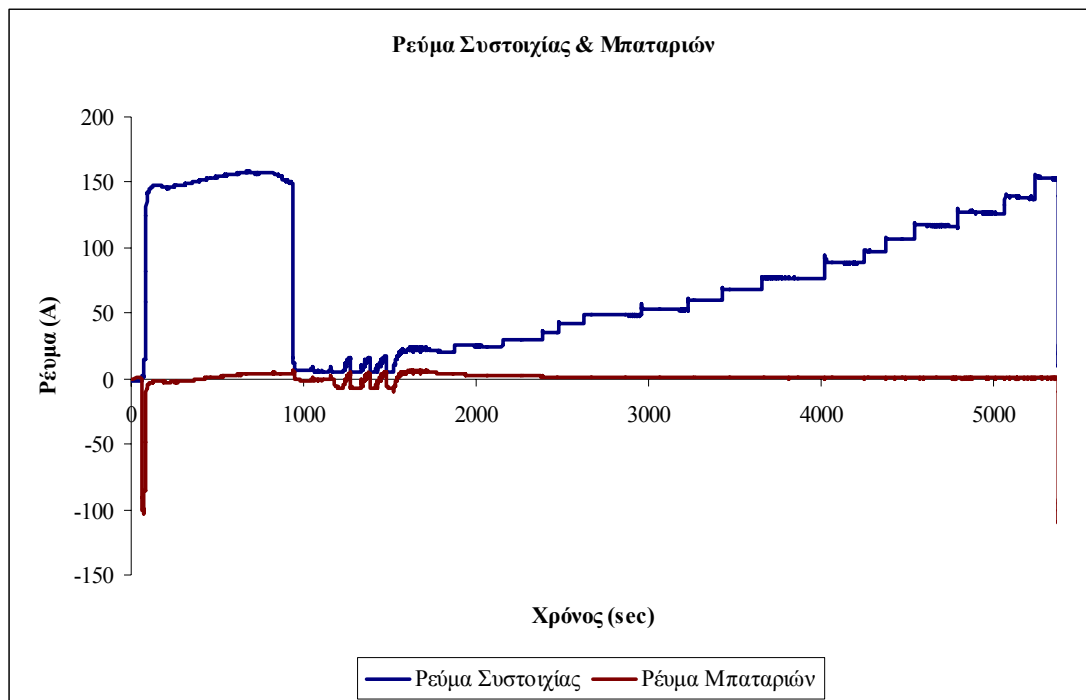
Σε φορτία λειτουργίας μικρότερα του 1 kW η συνολική απόδοση του συστήματος παραμένει μικρότερη από 50 %, ενώ παρατηρούνται και σε αυτή την περίπτωση ανομοιομορφίες ίδιες με αυτές που αναφέρθηκαν στο σχολιασμό των διαγραμμάτων λειτουργίας σταθερού φορτίου. Στην αρχή του διαγράμματος Π.2.20 παρατηρείται ότι παρόλο που δεν υπάρχει ωφέλιμο φορτίο (μηδενική ισχύς συστήματος), υπάρχει ισχύς συστοιχίας. Το τελευταίο συμβαίνει καθώς η κυψέλη καυσίμου βρίσκεται σε στάδιο αναμονής και χρειάζεται να λειτουργήσει ο βοηθητικός εξοπλισμός της. Την ίδια στιγμή η συνολική απόδοση του συστήματος είναι μηδενική.

Π.2.3 Πειραματικά αποτελέσματα παράλληλης λειτουργίας συστοιχίας και μπαταριών

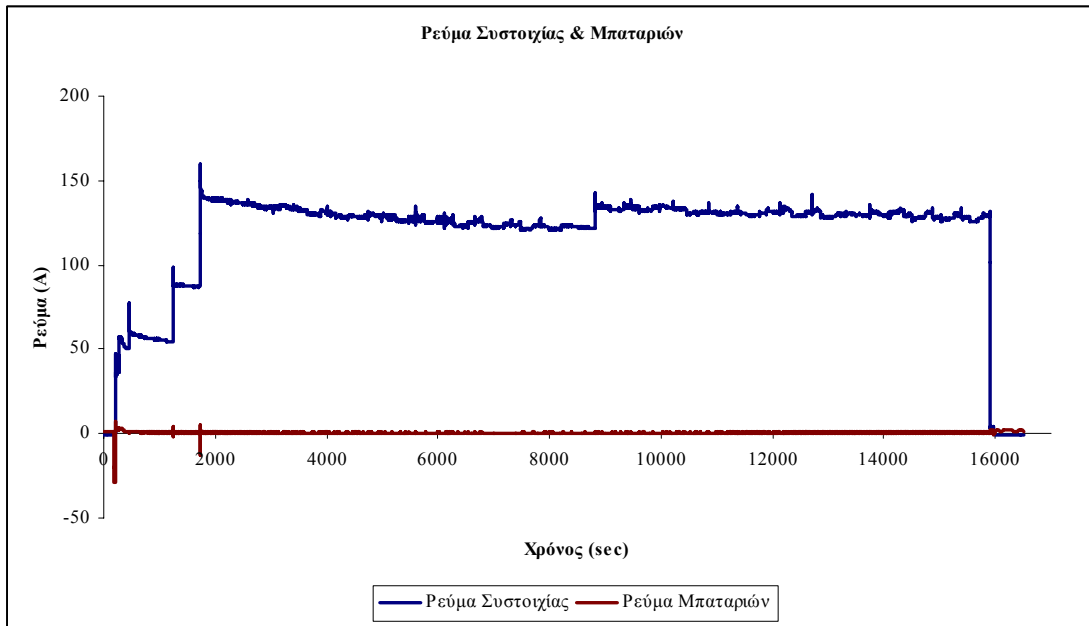
Η κυψέλη καυσίμου τύπου PEM είναι κατασκευασμένη να καλύπτει κρίσιμα φορτία σε στιγμές όπου η πρωταρχική πηγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι μη διαθέσιμη (UPS). Έτσι, πάνω στην κυψέλη καυσίμου, έχει ενσωματωθεί και μία συστοιχία τεσσάρων μπαταριών 12V και 33 Ah η καθεμιά. Απώτερος στόχος ύπαρξης της συστοιχίας των

μπαταριών είναι η αδιάκοπη κάλυψη του φορτίου σε συνδυασμό βέβαια με την συστοιχία της κυψέλης καυσίμου. Το τελευταίο συμβαίνει καθώς όπως θα παρουσιαστεί και παρακάτω, η απόκριση της συστοιχίας της κυψέλης καυσίμου δεν είναι άμεση ιδιαίτερα κατά την εκκίνηση του συστήματος αλλά και κατά τις αυξημένες μεταβολές του φορτίου.

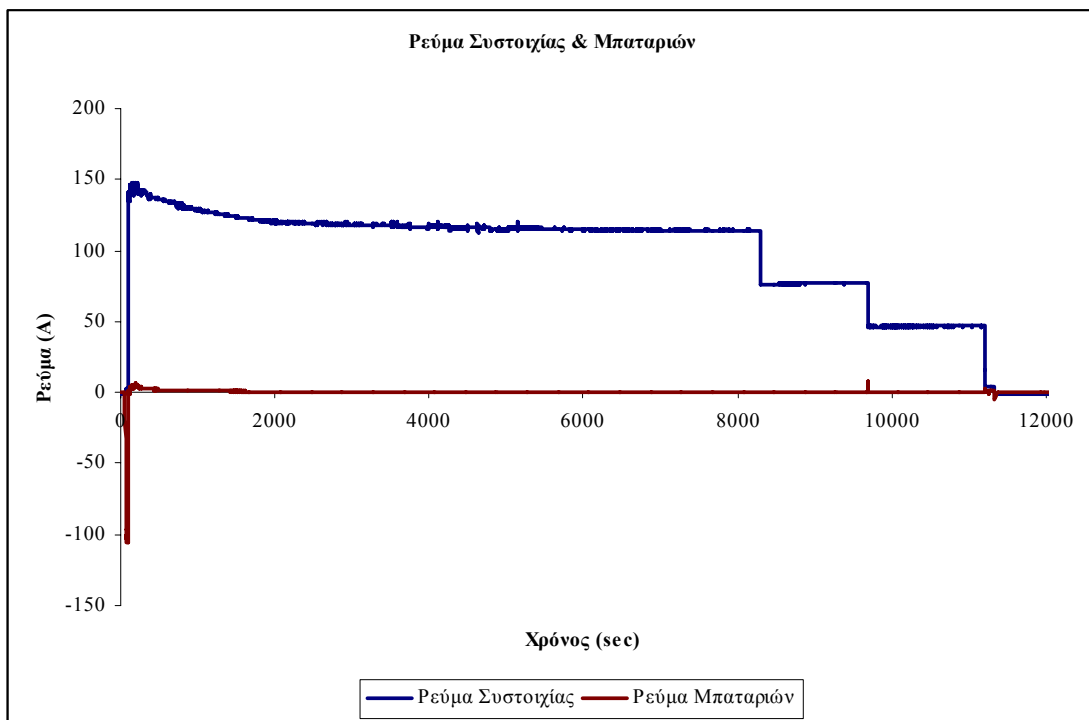
Ακολουθούν διαγράμματα πειραματικών μετρήσεων με μεταβαλλόμενο φορτίο λειτουργίας με σκοπό την αξιολόγηση της συνδυασμένης λειτουργίας της συστοιχίας της κυψέλης καυσίμου με τη διάταξη των μπαταριών. Στα διαγράμματα παρουσιάζονται ταυτόχρονα το ρεύμα της συστοιχίας των μπαταριών με αρνητικό πρόσημο, ενώ με θετικό πρόσημο παρουσιάζεται το ρεύμα της συστοιχίας της κυψέλης καυσίμου:



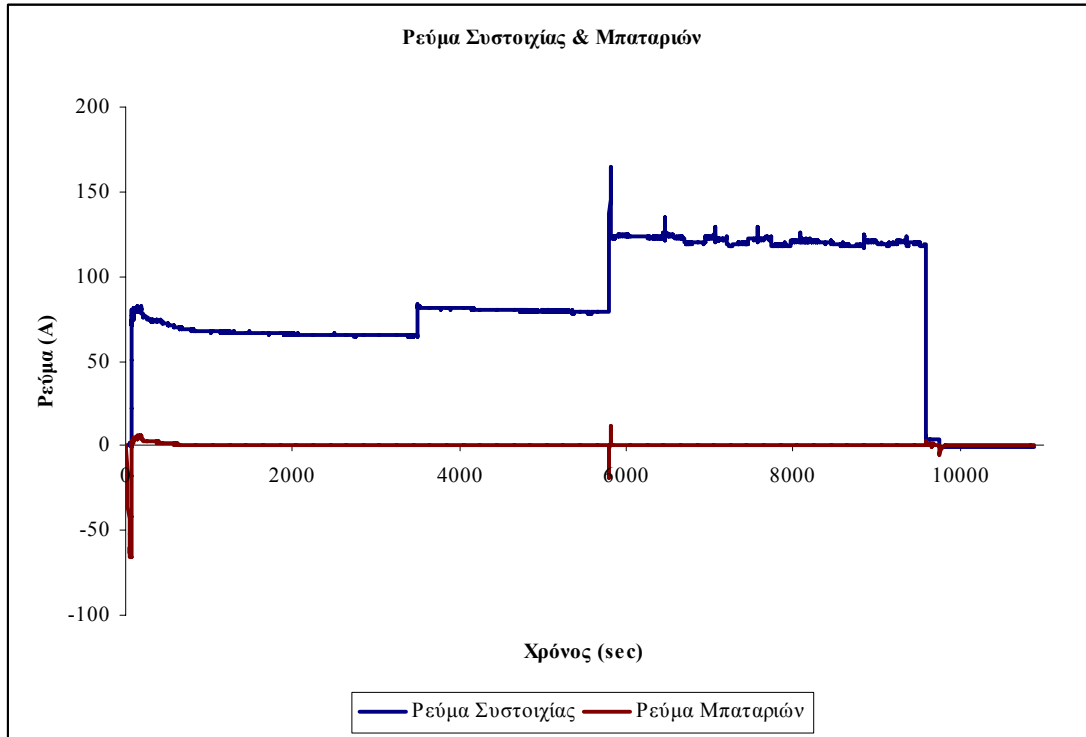
Διάγραμμα Π.2.22: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για αύξουσα μεταβολή φορτίου 250 W



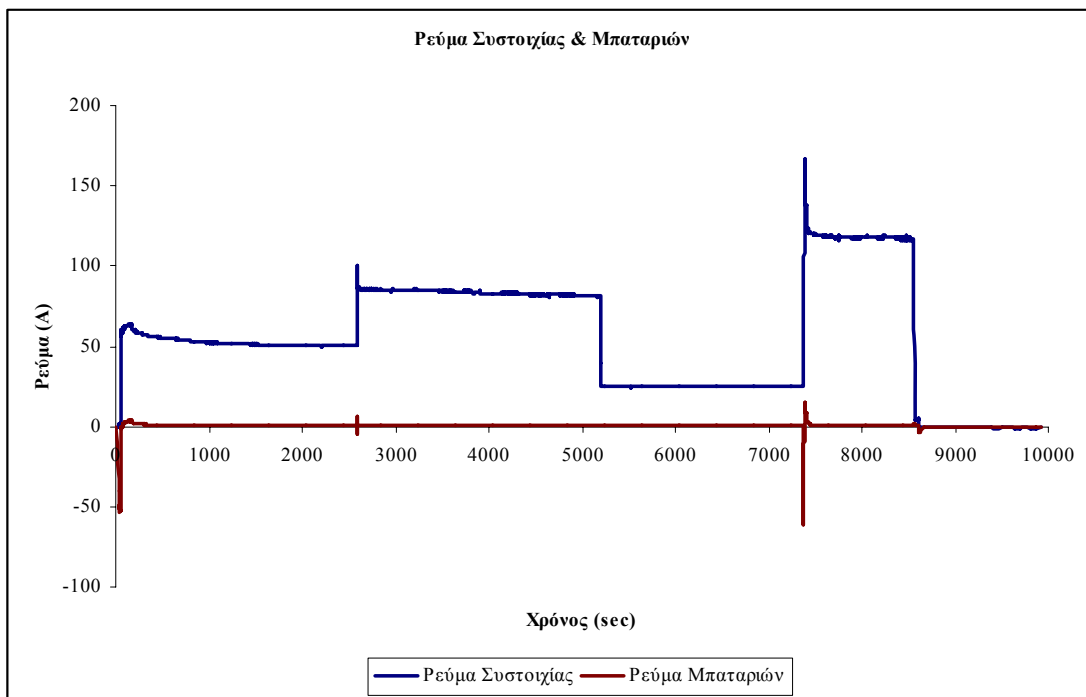
Διάγραμμα II.2.23: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για αυξανόμενο φορτίο



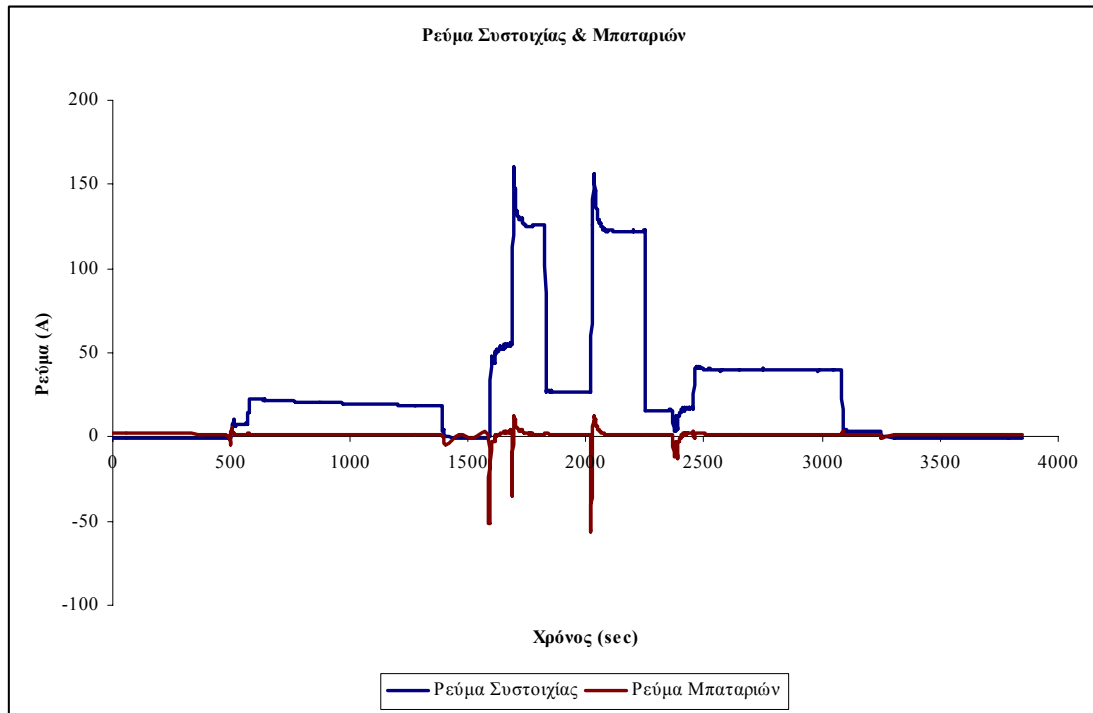
Διάγραμμα II.2.24: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για μειούμενο φορτίο



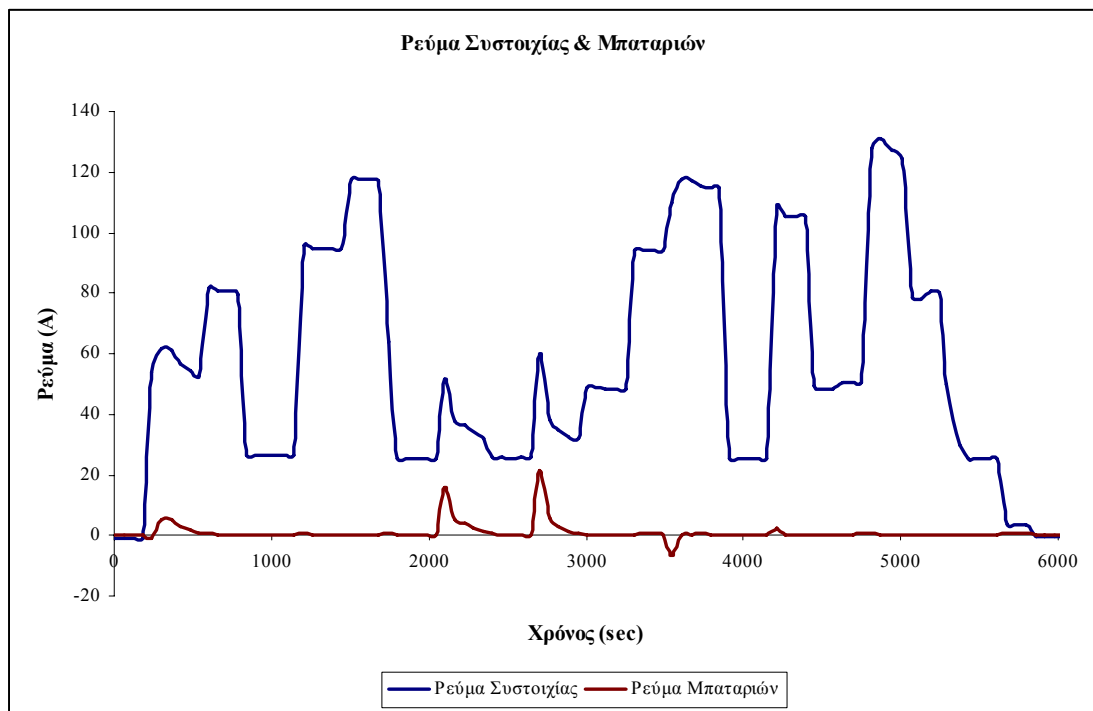
Διάγραμμα II.2.25: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για αυξανόμενο φορτίο



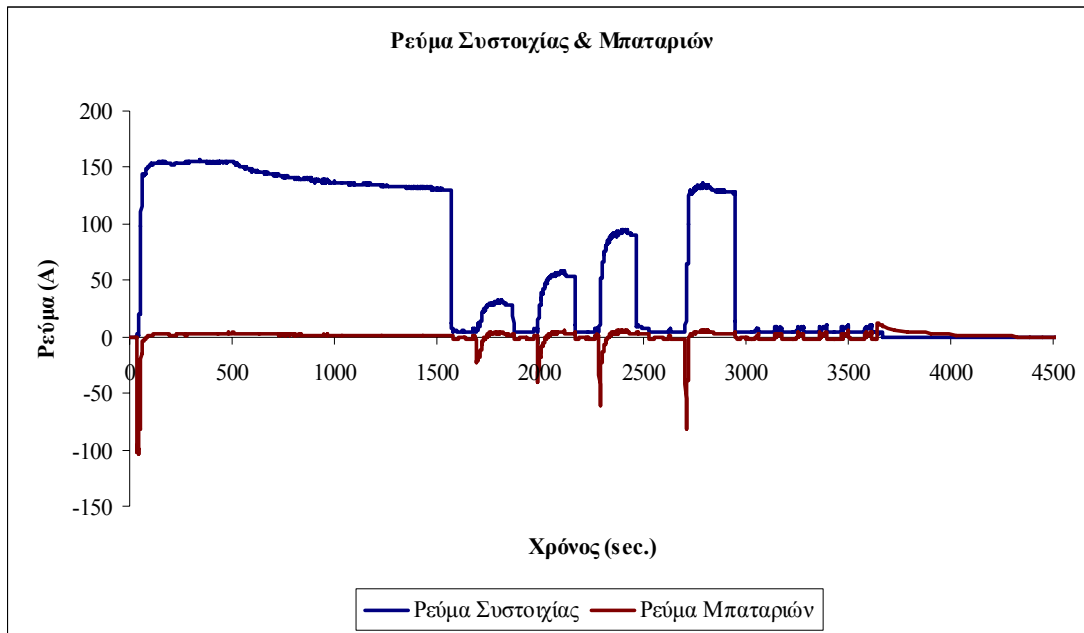
Διάγραμμα II.2.26: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για τυχαία μεταβαλλόμενο φορτίο



Διάγραμμα II.2.27: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για τυχαία μεταβαλλόμενο φορτίο



Διάγραμμα II.2.28: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για τυχαία μεταβαλλόμενο φορτίο



Διάγραμμα II.2.29: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για μεταβαλλόμενο φορτίο

Τα διαγράμματα αυτής της ενότητας είναι τα αντίστοιχα των διαγραμμάτων της παραγράφου II.2.2.

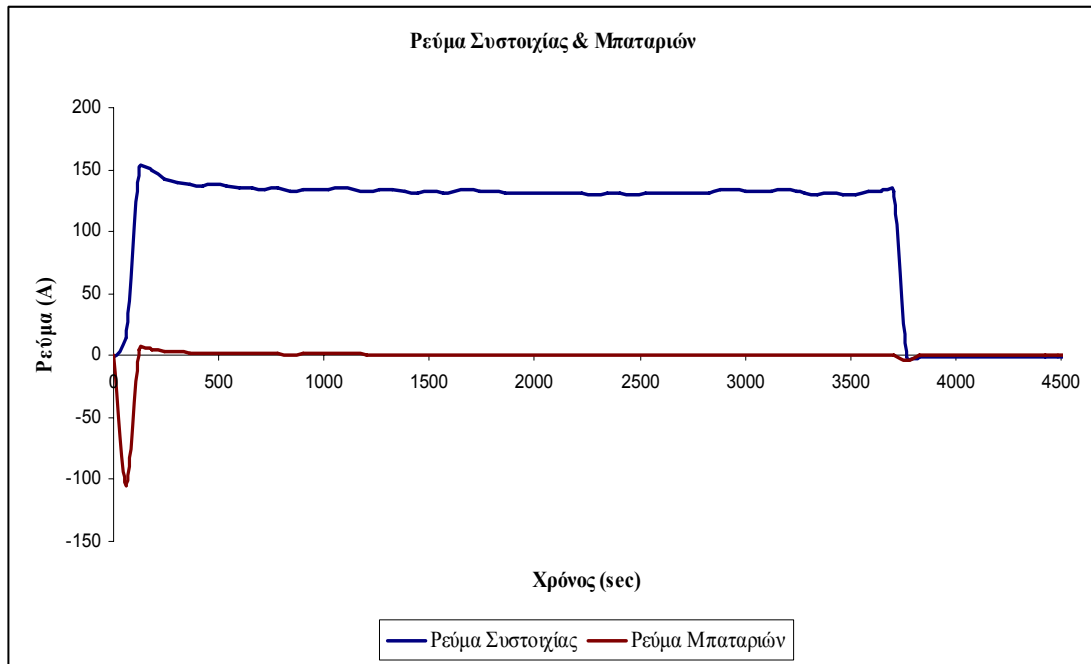
Σε όλα τα διαγράμματα παρατηρείται ότι κατά την οποιαδήποτε μεγέθους φθίνουσα μεταβολή του φορτίου, το ρεύμα της συστοιχίας μειώνεται άμεσα ενώ παράλληλα δεν υπάρχει συμμετοχή των μπαταριών στη συνολική λειτουργία. Αντίστοιχα κατά την εκκίνηση της μονάδας και στις περισσότερες των περιπτώσεων κατά την αύξουσα μεταβολή του φορτίου φαίνεται ότι μέρος του συνολικού ρεύματος που απαιτείται καλύπτεται από τις μπαταρίες. Το τελευταίο μαρτυρά το βοηθητικό ρόλο των μπαταριών στο σύστημα καθώς και το ότι η απόκριση της συστοιχίας κατά την εκκίνηση της μονάδας και κατά την αύξουσα μεταβολή του φορτίου δεν είναι άμεση.

Στην πειραματική μέτρηση που αποτυπώνεται στο Διάγραμμα II.2.29 έχουν συμπεριληφθεί μεταβολές φορτίου ξεκινώντας από το μηδενικό και καταλήγοντας διαδοχικά στο 1, στα 2, στα 3 και τέλος στα 4 kW. Κατά τον αρχικό χρόνο που προηγείται, η κυψέλη καυσίμου λειτούργησε έως ότου επιτευχθούν μόνιμες συνθήκες. Παρατηρείται ξανά πως κατά τις αύξουσες εναλλαγές του φορτίου και για τα πρώτα δευτερόλεπτα, οι μπαταρίες είναι αυτές οι οποίες καλύπτουν μέρος του φορτίου. Το μέγεθος του ρεύματος των μπαταριών φαίνεται να είναι ανάλογο με το μέγεθος της εναλλαγής του φορτίου. Έτσι, για τη μετάβαση από μηδενικό φορτίο στο 1 kW, το ρεύμα των μπαταριών ανέρχεται στα 20A, ενώ για τη μετάβαση από το

μηδενικό φορτίο στα 2, στα 3 και στα 4 kW το ρεύμα των μπαταριών ανέρχεται αντίστοιχα στα 40, 60 και 80A. Αποδεικνύεται λοιπόν σε αυτή την περίπτωση πως η απόκριση της συστοιχίας της κυψέλης καυσίμου κατά τις αύξουσες μεταβολές φορτίου δεν είναι άμεση και σε συστήματα όπου απαιτείται άμεση κάλυψη του φορτίου, όπως η συγκεκριμένη κυψέλη καυσίμου, είναι απαραίτητη η παρουσία μπαταριών.

Εκτός από τις περιπτώσεις αύξησης φορτίου που περιγράφηκαν παραπάνω και που η συμμετοχή των μπαταριών είναι ενδεδειγμένη, υπάρχουν και μερικές περιπτώσεις αύξησης του φορτίου όπου η απόκριση της συστοιχίας της κυψέλης καυσίμου είναι άμεση και η συμμετοχή των μπαταριών είναι από ανύπαρκτη έως μηδαμινή. Τέτοιες περιπτώσεις αποτυπώνονται στο Διάγραμμα Π.2.22 όπου για αύξουσα μεταβολή της τάξεως των 250 W η ζήτηση ρεύματος καλύπτεται πλήρως από τη συστοιχία της κυψέλης καυσίμου χωρίς τη συμμετοχή των μπαταριών. Επίσης, στα διαγράμματα Π.2.23 και Π.2.25 παρατηρείται ότι για μία αύξηση φορτίου της τάξεως των 500 W (από 4 σε 4,5 kW και από 2,5 σε 3 kW αντίστοιχα) συμβαίνει το ίδιο. Τέλος, στο Διάγραμμα Π.2.26 φαίνεται ότι υπάρχει περίπτωση ακόμα και σε αύξουσα μεταβολή φορτίου της τάξεως του 1 kW (από 2 σε 3 kW) η συμμετοχή των μπαταριών να είναι όχι ανύπαρκτη αλλά μηδαμινή. Το τελευταίο βέβαια αποτελεί εξαίρεση καθώς σε αντίστοιχη περίπτωση (Διάγραμμα Π.2.29: από 0 σε 1 kW) μέρος του απαιτούμενου ρεύματος καλύπτεται από τις μπαταρίες όπως αναφέρθηκε και παραπάνω. Γενική εξαίρεση επίσης αποτελεί και το Διάγραμμα Π.2.28 όπου η συμμετοχή των μπαταριών είναι ανύπαρκτη και κατά την εκκίνηση της μονάδας αλλά και κατά τις αύξουσες μεταβολές φορτίου. Αναφέρεται πως το συγκεκριμένο διάγραμμα προέκυψε από τις πρώτες ώρες λειτουργίας της μονάδας και φαίνεται πως η συστοιχία έχει άμεση απόκριση. Το γεγονός αυτό δεν είναι αντιπροσωπευτικό αφού όπως φαίνεται και από τα υπόλοιπα διαγράμματα μετά τις πρώτες ώρες λειτουργίας της μονάδας, οι μπαταρίες είναι απαραίτητες για την ορθή λειτουργίας της.

Για πειραματικές μετρήσεις σταθερού φορτίου και προκειμένου να αξιολογηθεί και σε αυτή την περίπτωση η συνδυασμένη λειτουργία της συστοιχίας της κυψέλης καυσίμου και των μπαταριών, ενδεικτικά παρατίθεται το αντίστοιχο Διάγραμμα λειτουργίας Π.2.30 υπό φορτίο 4,5 kW:



Διάγραμμα Π.2.30: Ρεύμα συστοιχίας και μπαταριών για σταθερό φορτίο 4,5 kW

Από το διάγραμμα λειτουργίας επιβεβαιώνεται πως ακόμα και σε φορτίο κοντά στην ονομαστική ισχύ της μονάδας η συμμετοχή των μπαταριών είναι απαραίτητη μόνο κατά την εκκίνηση της κυψέλης καυσίμου. Ύστερα από τα πρώτα δευτερόλεπτα λειτουργίας της μονάδας, η συστοιχία της κυψέλης καυσίμου τροφοδοτεί εξ' ολοκλήρου με το ρεύμα που απαιτείται για την κάλυψη του φορτίου χωρίς να είναι απαραίτητη η συμμετοχή των μπαταριών.

Σε αυτό το σημείο θα πρέπει να αναφερθεί πως κατά τη διάρκεια της λειτουργίας και αφού η συστοιχία της κυψέλης καυσίμου αναλάβει εξ' ολοκλήρου την τροφοδοσία της μονάδας με ρεύμα, αναλαμβάνει και τη φόρτιση εν μέρει των μπαταριών. Το γεγονός αυτό επιβεβαιώνεται παρατηρώντας πως στα διαγράμματα υπάρχουν χρονικές στιγμές που το ρεύμα των μπαταριών είναι θετικό, κάτι που σημαίνει πως οι μπαταρίες απορροφούν ηλεκτρική ενέργεια προερχόμενη από τη συστοιχία της κυψέλης καυσίμου προκειμένου να βρίσκονται σε επιθυμητά όρια φόρτισης και έτοιμες έτσι ώστε να συμμετάσχουν σε κάποια επόμενη στιγμή που πιθανόν μπορεί να προκύψει κατά τη διάρκεια της λειτουργίας. Η πλήρης όμως αναπλήρωση της χαμένης από τις μπαταρίες ηλεκτρικής ενέργειας ή διαφορετικά η πλήρης φόρτισή τους πραγματοποιείται με το τέλος της λειτουργίας της κυψέλης καυσίμου. Το τέλος της λειτουργίας της κυψέλης καυσίμου σηματοδοτεί και την επανασύνδεση της

μονάδας με το ηλεκτρικό δίκτυο το οποίο αναλαμβάνει πλέον με τη σειρά του την πλήρη αναπλήρωση της χαμένης ηλεκτρικής ενέργειας των μπαταριών.

II.3. Πειραματικά αποτελέσματα πιλοτικής μονάδας παραγωγής υδρογόνου από αιολική ενέργεια

Στην υπο-ενότητα II.1.2 περιγράφηκε η πιλοτική μονάδα παραγωγής υδρογόνου από αιολική ενέργεια, ενώ παρουσιάστηκαν και τα τεχνικά χαρακτηριστικά του εξοπλισμού και των υπο-μονάδων που την απαρτίζουν. Σκοπός της παρούσας υπο-ενότητας είναι η παρουσίαση και αξιολόγηση των αποτελεσμάτων λειτουργίας της πιλοτικής μονάδας. Όπως έχει ήδη αναφερθεί ορισμένα από τα αποτελέσματα αυτά θα αποτελέσουν βασικές παραμέτρους εισόδου στις προσομοιώσεις που ακολουθούν στο τέταρτο κεφάλαιο. Στην υπο-ενότητα II.3.1 παρουσιάζονται αποτελέσματα λειτουργίας της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης, στην υπο-ενότητα II.3.2 παρουσιάζονται αποτελέσματα λειτουργίας των μεταλλοϋδριδίων και τέλος στην υπο-ενότητα II.3.3 παρουσιάζονται αποτελέσματα λειτουργίας του συμπιεστή.

II.3.1 Αποτελέσματα λειτουργίας αλκαλικής ηλεκτρόλυσης

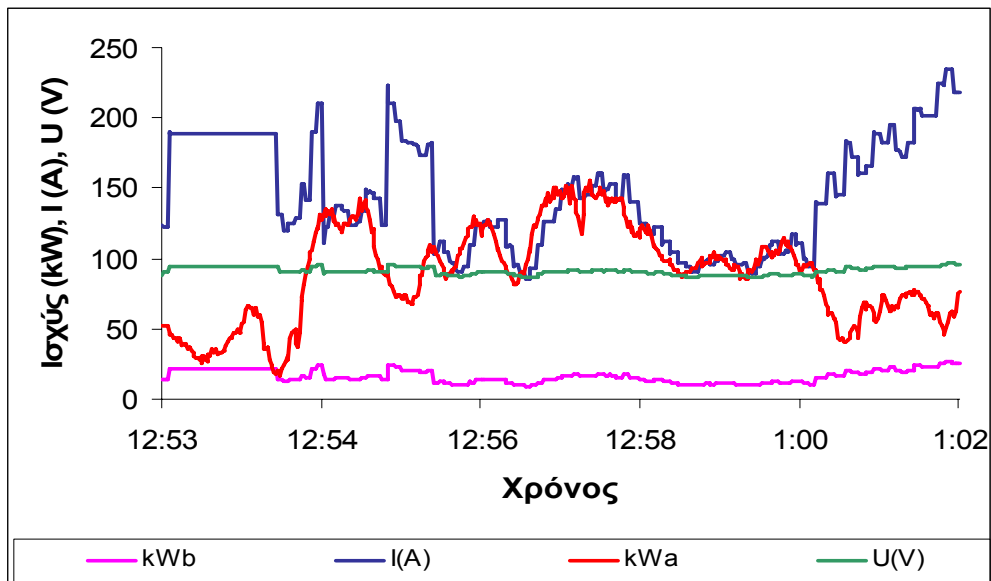
Το σύστημα ελέγχου και καταγραφής δεδομένων της μονάδας αλκαλικής ηλεκτρόλυσης βασίζεται σε ένα Programmable Logic Controller (PLC) Simatic S7 της εταιρείας Siemens. Στον Πίνακα II.3.1 παρουσιάζονται μετρήσεις από την αλκαλική ηλεκτρόλυση η οποία και σχετίζεται με το παραγόμενο υδρογόνο:

Πίνακας Π.3.1: Πειραματικές μετρήσεις αλκαλικής ηλεκτρόλυσης

U(V)	I(A)	T(°C)	P(bar)	Nm ³ /h	kW _a	kW _b	kW _a – kW _b
87	62	15	19,6	1,19	44,9	7,1	37,8
88	62	15	19,4	1,19	72	7,2	64,8
92	90,9	15	19,4	1,76	62,3	10,5	51,8
92	90,9	18	18,9	1,76	63,2	10,5	52,7
92	90,9	19	18,7	1,76	39,8	10,4	29,4
94	122	19	18,7	2,37	44,9	14,2	30,7
94	121,1	19,9	18,7	2,35	57,6	14	43,6
96,9	151,8	19,9	18,7	2,96	54,9	17,8	37,1
96	151,8	22,9	18,7	2,96	46,8	17,7	29,1
98	177,9	22,9	18,6	3,48	52,1	21	31,1
98	180,8	23,9	18,5	3,54	31,7	21,3	10,4
98	180,8	25	18,4	3,54	20,6	21,3	-0,7
100	207,8	26	18,3	4,08	35	24,9	10,1
98	240	39,9	17,8	4,73	54,9	28,4	26,5

Η συνεχής τάση (U), το επιβαλλόμενο ρεύμα (I), η θερμοκρασία (T), η πίεση (P) και η ωριαία παραγωγή υδρογόνου (Nm³/h) της ηλεκτρόλυσης είναι μεγέθη τα οποία καταγράφονται συνεχώς. Επίσης, στον Πίνακα Π.3.1 παρουσιάζονται η αποδιδόμενη ισχύς της ανεμογεννήτριας (kW_a) και η ισχύς η οποία καταναλώνεται στην μονάδα της ηλεκτρόλυσης (kW_b).

Στο Διάγραμμα Π.3.1 αποτυπώνονται τα χαρακτηριστικά της ηλεκτρόλυσης. Παρουσιάζονται ταυτόχρονα το επιβαλλόμενο ρεύμα I (A), η συνεχής τάση U (V), η ισχύς σε kW που καταναλώνεται από τη μονάδα της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης (kW_b) καθώς και η ισχύς σε kW που παράγεται στιγμιαία από την ανεμογεννήτρια (kW_a). Αυτό που παρατηρείται είναι η άμεση απορρόφηση από την ηλεκτρόλυση του επιβαλλόμενου ρεύματος παρόλο που το τελευταίο παρουσιάζει μεγάλες και απότομες διακυμάνσεις. Επίσης αναφέρεται η διατήρηση της τάσης σε σχετικά σταθερό επίπεδο παρόλη τη διακύμανση του επιβαλλόμενου ρεύματος. Σημειώνεται ότι το ρεύμα επιβάλλεται στην ηλεκτρόλυση από τον εκάστοτε χειριστή της μονάδας μέσω του κεντρικού συστήματος ελέγχου της μονάδας.



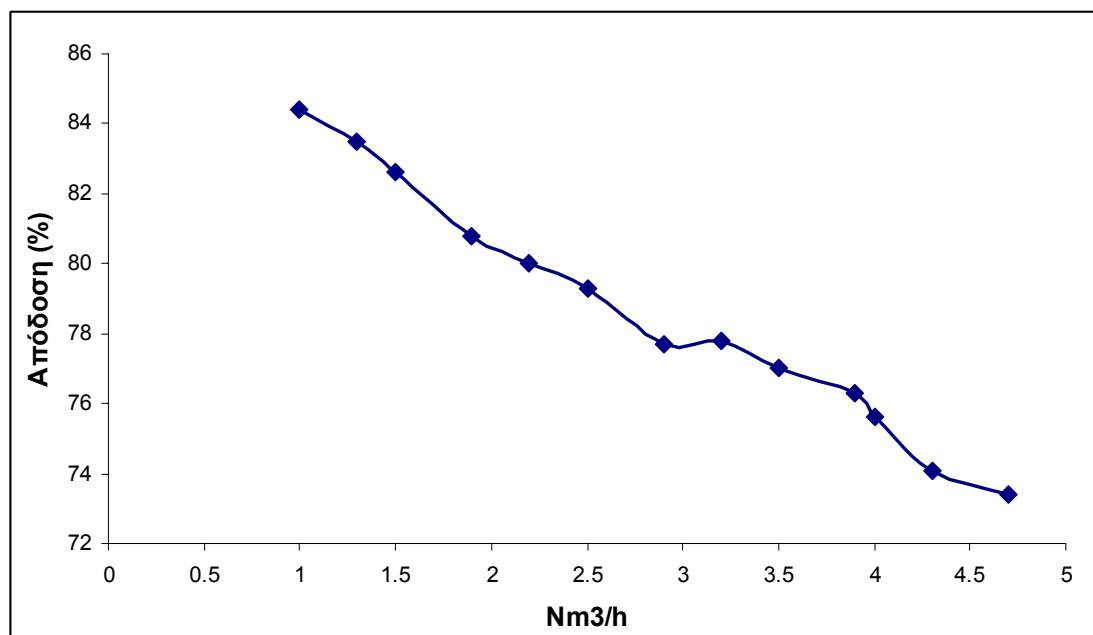
Διάγραμμα Π.3.1: Λειτουργία αλκαλικής ηλεκτρόλυσης

Στον Πίνακα Π.3.2 παρουσιάζονται επίσης δεδομένα λειτουργίας της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης ταυτόχρονα με την απόδοσή της:

Πίνακας Π.3.2: Λειτουργία αλκαλικής ηλεκτρόλυσης

U(V)	I(A)	T(°C)	Nm ³ /h	Απόδοση (%)
79,8	52,8	75,8	1	84,4
80,9	68	77,7	1,3	83,5
81,8	77,9	77,7	1,5	82,6
83,8	97	77,7	1,9	80,8
85,8	128,9	77,7	2,2	80
94	121,1	78,7	2,5	79,3
87,8	146,8	74,8	2,9	77,7
87,8	164,9	78,7	3,2	77,8
88,9	176,9	79,8	3,5	77
89,9	199	79,8	3,9	76,3
90,8	206	78,7	4	75,6
92,8	221	68,8	4,3	74,1
93,9	236,7	76,8	4,7	73,4

Απώτερος σκοπός είναι να χρησιμοποιηθούν τα δεδομένα της απόδοσης ως παράμετρος εισόδου στις προσομοιώσεις που ακολουθούν στα επόμενα κεφάλαια. Η απόδοση που παρουσιάζεται στον Πίνακα II.3.2 έχει υπολογιστεί βάσει της Ανώτερης θερμογόνου δύναμης του υδρογόνου η οποία έχει θεωρηθεί $3,5 \text{ kWh/Nm}^3$. Η θερμοκρασία για όλα τα δεδομένα έχει διατηρηθεί σχεδόν σταθερή, έτσι ώστε τα συμπεράσματα να είναι πιο ασφαλή. Παρατηρείται πως με την αύξηση του ρεύματος και άρα του παραγόμενου από την ηλεκτρόλυση υδρογόνου, η απόδοση μειώνεται. Το τελευταίο αποτυπώνεται καλύτερα και στο Διάγραμμα II.3.2. Για παραγωγή υδρογόνου κοντά στο $1 \text{ Nm}^3/\text{h}$ η απόδοση της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης αγγίζει το 85%, ενώ αντίθετα για παραγωγή υδρογόνου κοντά στην ονομαστική ($5 \text{ Nm}^3/\text{h}$) η απόδοση της μονάδας πέφτει στο 74%. Καθώς η συγκεκριμένη μονάδα αλκαλικής ηλεκτρόλυσης έχει αρκετές ώρες λειτουργίας αλλά και επιπλέον περιθώρια βελτίωσης της απόδοσής της, στις προσομοιώσεις που ακολουθούν θεωρήθηκε αντιπροσωπευτική η απόδοση 80% για όλο το εύρος ωριαίας παραγωγής υδρογόνου.



Διάγραμμα II.3.2: Διάγραμμα απόδοσης αλκαλικής ηλεκτρόλυσης

II.3.2 Αποτελέσματα λειτουργίας μεταλλοϋδριδίων

Η αποθήκευση του υδρογόνου στα μεταλλοϋδρίδια περιγράφεται από την εξής αμφίδρομη χημική αντίδραση:



Όπου Μ μπορεί να είναι ένα στοιχείο μετάλλου, ένα στερεό κράμα μετάλλου, ένα άμορφο κράμα κτ.λ. Η παραπάνω αμφίδρομη χημική αντίδραση περιγράφει την απορρόφηση αλλά και την εκρρόφηση του υδρογόνου. Το μέγεθος ΔΗ αντιπροσωπεύει την θερμότητα της αντίδρασης και σε απόλυτη τιμή για το συγκεκριμένο κράμα (AB₅, με προσμείξεις La_{1-x}Ce_xNi₅) είναι 28.369 kJ/mole H₂. Η απορρόφηση του υδρογόνου είναι εξώθερμη (ΔΗ>0) ενώ η εκρρόφηση του ενδόθερμη (ΔΗ<0). Έτσι, κατά τη διάρκεια της απορρόφησης υδρογόνου από τα μεταλλοϋδρίδια χρειάζεται να απάγουμε την παραγόμενη από την αντίδραση θερμότητα, πράγμα το οποίο και πετυχαίνουμε με τη βοήθεια του κλειστού συστήματος ψύξης. Αντίθετα, κατά τη διάρκεια της εκρρόφησης χρειάζεται να αποδώσουμε στο σύστημα θερμότητα γεγονός που πραγματοποιείται με τη βοήθεια του θερμοσίφωνα των 4 kW της μονάδας. Η απόδοση ή η απαγωγή θερμότητας από τα μεταλλοϋδρίδια επιτυγχάνεται με την κυκλοφορία νερού στη δεξαμενή. Έτσι στους Πίνακες II.3.3 και II.3.4 που ακολουθούν παρουσιάζονται ενδεικτικά η θερμοκρασία εισόδου (T_{εισόδου}) και η θερμοκρασία εξόδου (T_{εξόδου}) του νερού που κυκλοφορεί στο σύστημα. Ο Πίνακας II.3.3 αφορά μετρήσεις κατά τη διάρκεια απορρόφησης υδρογόνου ενώ ο Πίνακας II.3.4 αφορά μετρήσεις κατά τη διάρκεια εκρρόφησης υδρογόνου:

Πίνακας II.3.3: Μετρήσεις απορρόφησης H₂ από μεταλλοϋδρίδια

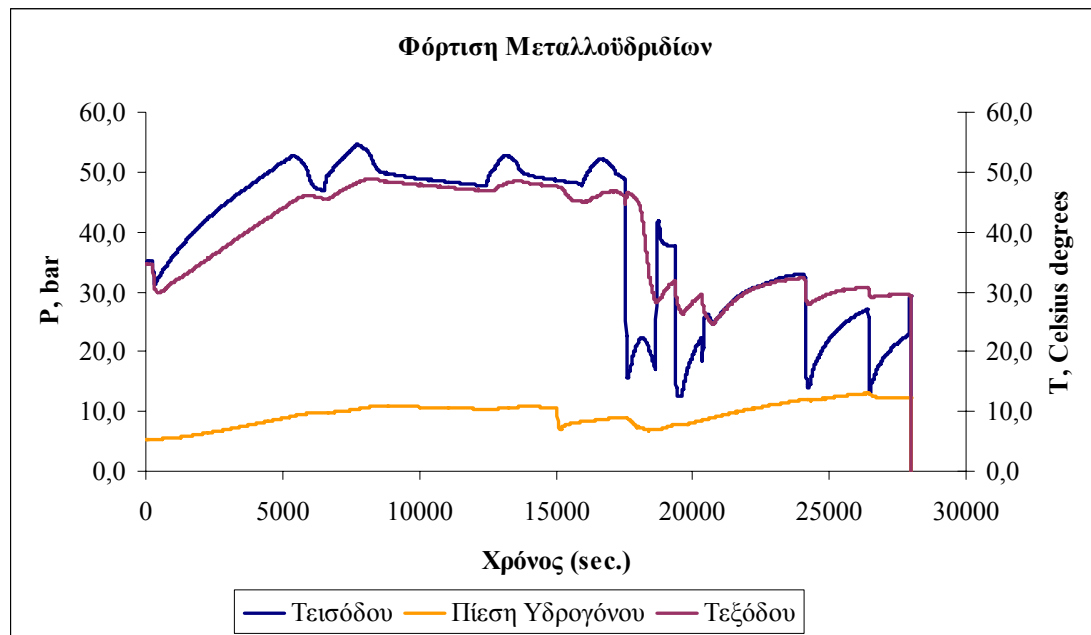
T_{εισόδου} (°C)	T_{εξόδου} (°C)	P H₂ (bar)
18,2	27,8	8,0
19,6	29,5	8,5
24,6	24,7	9,0
27,1	27,0	9,5
29,4	29,3	10,0
30,8	30,7	10,5
31,6	31,4	11,0
32,6	32,0	11,5
19,5	29,0	12,0
13,7	29,4	13,0

Πίνακας II.3.4: Μετρήσεις εκκρόφησης H₂ από μεταλλοϋδρίδια

T_{εισόδου} (°C)	T_{εξόδου} (°C)	P H₂ (bar)
55,4	48,3	13,0
55,8	48,6	12,5
56,2	48,8	12,0
57,1	49,0	11,5
58,0	49,5	11,0
58,7	50,0	10,5
59,6	50,9	10,0
61,0	52,0	9,5
62,6	53,9	9,0
65,0	56,5	8,5

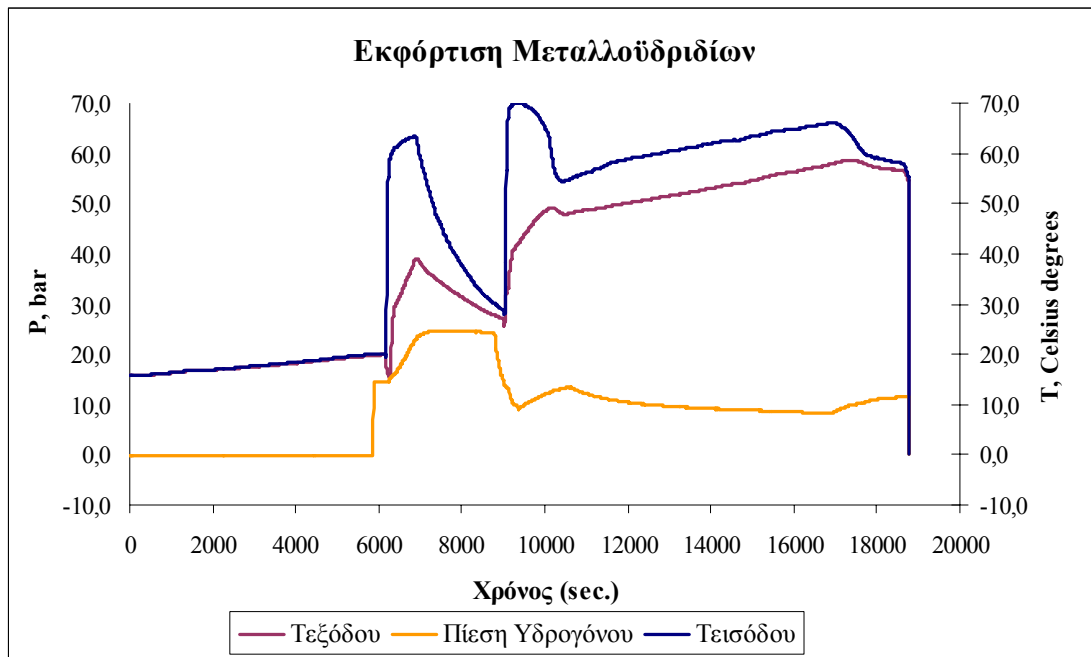
Στο Διάγραμμα II.3.3 φαίνονται η θερμοκρασία εισόδου (T_{εισόδου}) και εξόδου (T_{εξόδου}) του νερού από τη δεξαμενή αποθήκευσης των μεταλλοϋδριδίων. Επίσης, παρουσιάζεται και η πίεση του υδρογόνου (P, H₂). Στο συγκεκριμένο διάγραμμα, εξετάζεται η περίπτωση απορρόφησης (charging) υδρογόνου από τα μεταλλοϋδρίδια. Αυτό που παρατηρείται είναι πως με την μείωση της θερμοκρασίας κατά το χρονικό

διάστημα 15000 – 30000 sec. η πίεση του υδρογόνου αυξάνεται, γεγονός ενδεικτικό της απορρόφησης αερίου από τη δεξαμενή αποθήκευσης. Το γεγονός ότι στα πρώτα δευτερόλεπτα η πίεση του υδρογόνου επίσης αυξάνει με την αύξηση της θερμοκρασίας, δεν οφείλεται στην απορρόφηση αερίου αλλά στο ότι η χειροκίνητη βάνα των μεταλλοϋδριδίων παραμένει κλειστή. Έτσι, η πίεση του ελεύθερου υδρογόνου (μη απορροφημένου) αυξάνει και αυτή με την αύξηση της θερμοκρασίας.



Διάγραμμα II.3.3: Απορρόφηση υδρογόνου από δεξαμενή μεταλλοϋδριδίου

Στο Διάγραμμα II.3.4 αντίστοιχα μελετάται η περίπτωση εκρρόφησης (discharging) υδρογόνου από τα μεταλλοϋδρίδια. Φαίνονται ξανά η η θερμοκρασία εισόδου ($T_{\text{εισόδου}}$) και εξόδου ($T_{\text{εξόδου}}$) του νερού από τη δεξαμενή, καθώς και η πίεση του υδρογόνου (P, H_2). Ενδεικτικό είναι το αντίστροφο γεγονός σχετικά με την απορρόφηση. Με την αύξηση της θερμοκρασίας του νερού κατά το χρονικό διάστημα 11000 – 17000 sec. η πίεση του υδρογόνου μειώνεται, γεγονός ενδεικτικό της εκρρόφησης αερίου από τη δεξαμενή αποθήκευσης.



Διάγραμμα II.3.4: Εκκρόφιση υδρογόνου από δεξαμενή μεταλλοϋδριδίου

II.3.3 Αποτελέσματα λειτουργίας συμπιεστή

Οι μετρήσεις που παρουσιάζονται από τη μονάδα συμπίεσης έχουν να κάνουν με τις συνθήκες λειτουργίας της. Έτσι, στον Πίνακα II.3.5 φαίνονται η πίεση εισόδου στον συμπιεστή ($P_{\text{εισόδου, H}_2}$), η πίεση εξόδου ($P_{\text{εξόδου, H}_2}$) και ο ρυθμός με τον οποίο συμπιέζεται το υδρογόνο (σε Nm^3/h). Ο ρυθμός συμπίεσης έχει υπολογιστεί με βάση τον όγκο του συμπιεζόμενου υδρογόνου στη μονάδα του χρόνου ($\Delta V/\Delta t$ σε Nm^3/h). Ο όγκος του συμπιεζόμενου υδρογόνου έχει υπολογιστεί και αυτός με τη σειρά του με βάση την καταστατική εξίσωση των αερίων:

$$P V = n R T$$

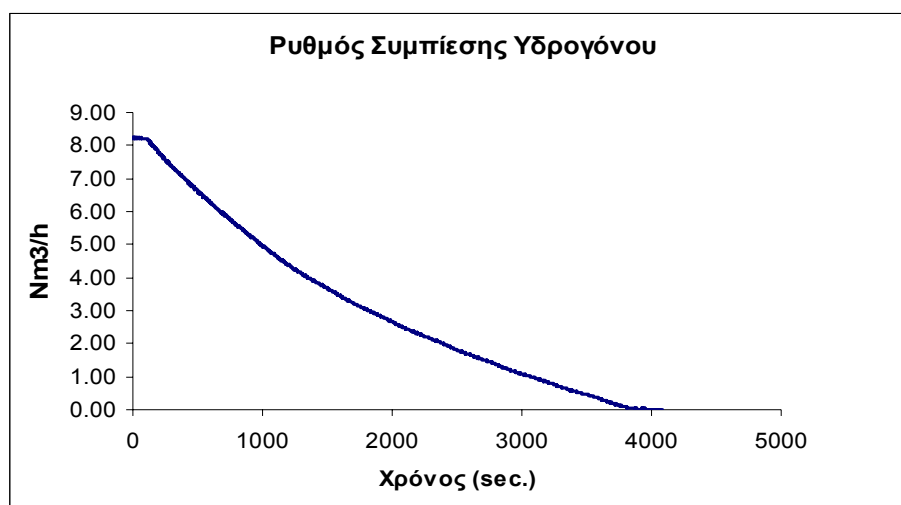
Η καταστατική εξίσωση εφαρμόζεται στη φιάλη όγκου 50L ($V = 50\text{L}$) στην οποία και καταλήγει το συμπιεζόμενο αέριο. Επίσης, όπου P είναι η πίεση $P_{\text{εξόδου}}$ από τον συμπιεστή και n τα μόρια του υδρογόνου τα οποία και προσεγγιστικά σε κανονικές συνθήκες μας δίνουν το ζητούμενο όγκο του υδρογόνου που συμπιέζεται ($V_{\text{H}_2} = n \cdot 0.0224$ με τον όγκο V_{H_2} σε Nm^3). Το R είναι η παγκόσμια σταθερά των αερίων

[0.082 atm lt / (mol K)] και το T (σε Kelvin) είναι η θερμοκρασία εξόδου του υδρογόνου από τον συμπιεστή.

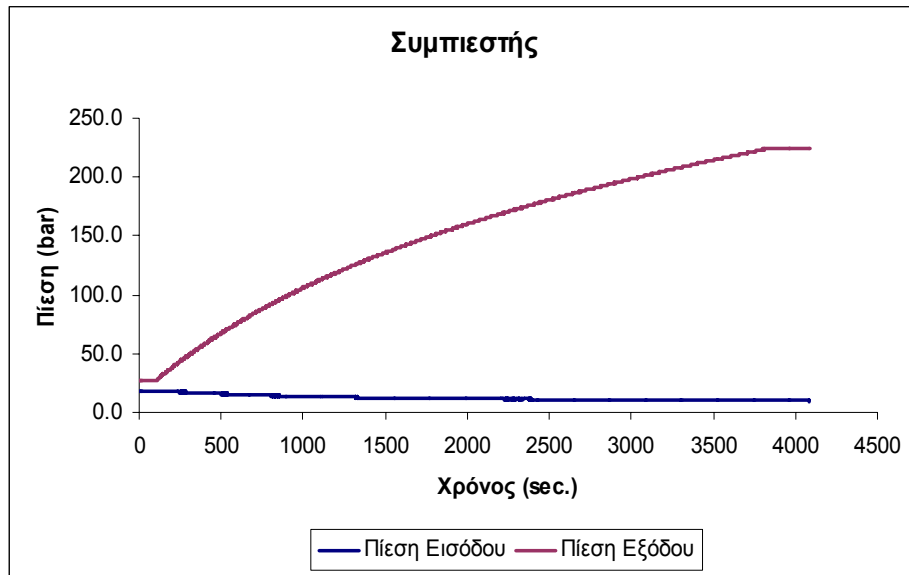
Πίνακας Π.3.5: Μετρήσεις συμπίεσης

$P_{\text{εισόδου}} \text{ (bar)}$	$P_{\text{εξόδου}} \text{ (bar)}$	$V_{\text{H}_2} \text{ (Nm}^3\text{)}$	$\Delta V/\Delta t \text{ (Nm}^3\text{/h)}$
18,6	30,2	1,4	8,1
15,8	70,2	3,2	6,5
12,7	130,2	6,1	4,0
12,0	150,2	7,1	3,1
11,3	180,0	8,5	1,8
10,8	220,2	10,3	0,2

Στο Διάγραμμα Π.3.5 φαίνεται ο ρυθμός (σε Nm³/h) με τον οποίο συμπιέζει ο συμπιεστής το υδρογόνο σε συνάρτηση με τη χρονική διάρκεια της διαδικασίας. Στο Διάγραμμα Π.3.6 αντίστοιχα φαίνεται η πίεση εξόδου του συμπιεστή η οποία και συμπίπτει με την τελική πίεση εμφιάλωσης του υδρογόνου. Χαρακτηριστικό γεγονός είναι πως με την φυσιολογική αύξηση της πίεσης εμφιάλωσης, ο όγκος του υδρογόνου που συμπιέζεται στη μονάδα του χρόνου (ρυθμός συμπίεσης) και κατά το χρονικό διάστημα που διαρκεί η διαδικασία της συμπίεσης μειώνεται σημαντικά.



Διάγραμμα Π.3.5: Ρυθμός συμπίεσης υδρογόνου



Διάγραμμα II.3.6: Πίεση εισόδου και εξόδου υδρογόνου σε συμπιεστή ενός σταδίου

Π.4. Τεχνολογίες υδρογόνου ως μέσο αύξησης της διείσδυσης των ΑΠΕ και ως μέσο κάλυψης ενεργειακών αναγκών στον τομέα των μεταφορών.

Π.4.1 Τεχνο-οικονομική ανάλυση και αξιολόγηση συστημάτων παροχής ισχύος σε επίπεδο εξοχικής κατοικίας

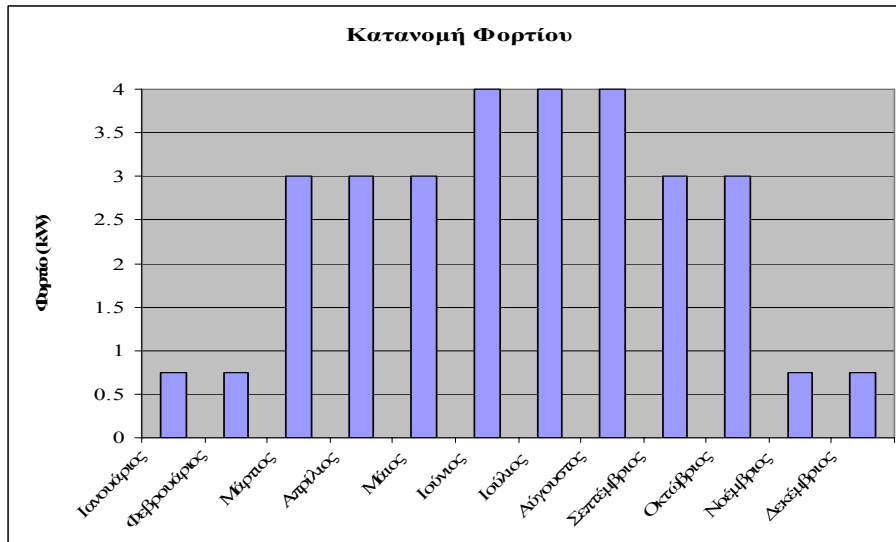
Σε αυτή την υπο-ενότητα της παρούσας διδακτορικής διατριβής εξετάζονται δύο διαφορετικές εναλλακτικές για την παροχή ισχύος εξοχικής κατοικίας μη διασυνδεδεμένης με το ηλεκτρικό δίκτυο. Η πρώτη εναλλακτική περιλαμβάνει σύστημα παροχής ισχύος βασισμένο σε φωτοβολταϊκά και diesel, ενώ η δεύτερη περιλαμβάνει σύστημα παροχής ισχύος το οποίο ενσωματώνει ΑΠΕ και τεχνολογίες υδρογόνου. Ο κύριος σκοπός είναι η αντικατάσταση της γεννήτριας πετρελαίου diesel και η σύγκριση των δύο αυτών εναλλακτικών για την παροχή ισχύος. Στα πλαίσια των επιμέρους σκοπών της παρούσας μελέτης έχουν πραγματοποιηθεί προσομοιώσεις μοντέλων των δύο συστημάτων ισχύος, βελτιστοποίηση μεγεθών των στοιχείων που τα αποτελούν, καθώς και τεχνο-οικονομική ανάλυση. Παρουσιάζεται επίσης μια ανάλυση ευαισθησίας η οποία ενσωματώνει μελλοντικά σενάρια για το κόστος των τεχνολογιών υδρογόνου. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι το κόστος της παραγόμενης ενέργειας από το σύστημα ισχύος με τα φωτοβολταϊκά και τις τεχνολογίες υδρογόνου είναι κατά πολύ μεγαλύτερο από αυτό με τα φωτοβολταϊκά και τη γεννήτρια πετρελαίου diesel. Όμως το σύστημα ισχύος με τα φωτοβολταϊκά και τις τεχνολογίες υδρογόνου είναι μηδενικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Επίσης, η ανάλυση ευαισθησίας δείχνει ότι το κόστος της παραγόμενης ενέργειας του συστήματος ισχύος με τα φωτοβολταϊκά και τις τεχνολογίες υδρογόνου μπορεί να μειωθεί κατά 50% συγκριτικά με το αρχικό του. Το τελευταίο μπορεί να επιτευχθεί μειώνοντας τις κρίσιμες παραμέτρους που επηρεάζουν κατά πολύ το κόστος παραγωγής ενέργειας όπως τα κόστη της μονάδας ηλεκτρόλυσης τύπου PEM και της κυψέλης καυσίμου τύπου PEM. Έτσι, μια πιθανή μείωση του κόστους του εξοπλισμού υδρογόνου σε συνδυασμό με τη μηδενική εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου που αναφέρθηκε παραπάνω, καθιστά τα συστήματα ισχύος βασισμένα σε τεχνολογίες υδρογόνου περισσότερο ανταγωνιστικά.

Η συγκεκριμένη μελέτη περίπτωσης (case-study) προέκυψε με αφορμή τη διασύνδεση που πραγματοποιήθηκε μεταξύ δύο διαφορετικών συστημάτων ισχύος

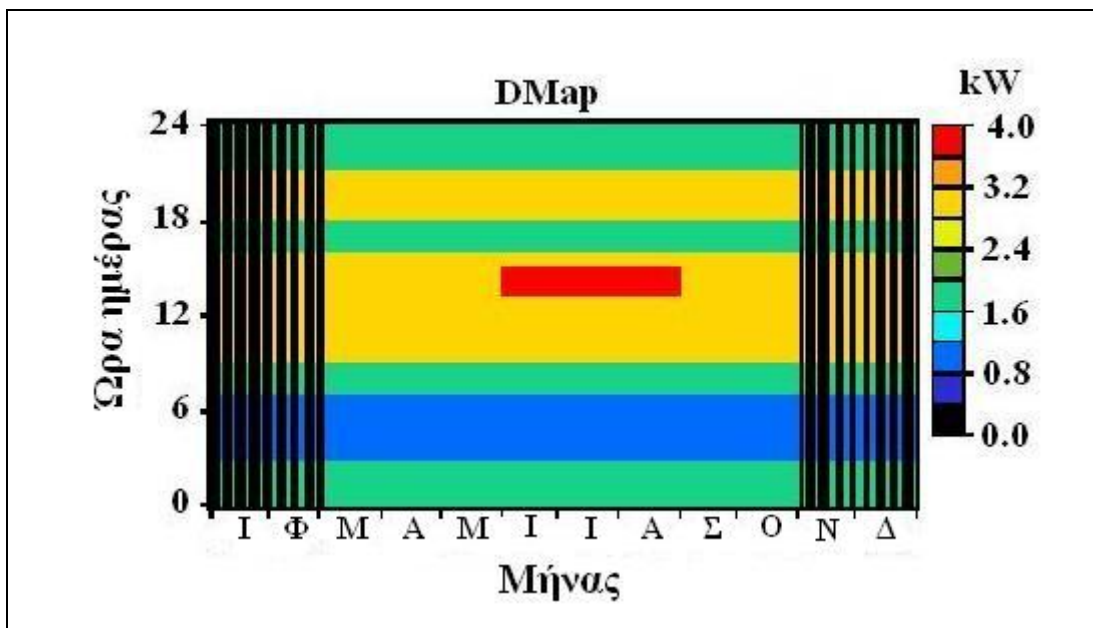
του ΚΑΠΕ. Το ένα ήταν το Εργαστήριο Ενσωμάτωσης Τεχνολογιών Υδρογόνου και ΑΠΕ και το άλλο ήταν ένα μικρο-υβριδικό σύστημα παροχής ισχύος βασιζόμενο σε συστοιχία φωτοβολταϊκών, γεννήτρια πετρελαίου diesel και συστοιχία μπαταριών ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας. Ύστερα από τη συγκεκριμένη διασύνδεση κρίθηκε σκόπιμο να αξιολογηθούν και να συγκριθούν σε επίπεδο μοντέλων αλλά και τεχνοοικονομικά οι δύο εναλλακτικές που αναφέρονται παραπάνω για την παροχή ισχύος σε επίπεδο εξοχικής κατοικίας. Εκτός από την πλήρη απομάκρυνση της γεννήτριας πετρελαίου diesel, σκοπός ήταν και η μείωση των στοιχείων που αποτελούν τη συστοιχία των μπαταριών, καθώς οι τεχνολογίες υδρογόνου είναι και αυτές μέσο αποθήκευσης της πλεονάζουσας ενέργειας που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές.

Το βασικό εργαλείο που χρησιμοποιήθηκε για το σκοπό αυτό ήταν το λογισμικό πακέτο HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables). Αυτό το λογισμικό έχει αναπτυχθεί από το NREL (National Renewable Energy Laboratory) και η έκδοση που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα μελέτη είναι η δοκιμαστική 2.67. Το HOMER ήταν το εργαλείο που χρησιμοποιήθηκε για όλες τις προσομοιώσεις, διαστασιολογήσεις, βελτιστοποιήσεις και αναλύσεις ευαισθησίας που πραγματοποιήθηκαν και που τα αποτελέσματά τους παρουσιάζονται στη συγκεκριμένη ενότητα.

Η βασική παράμετρος εισόδου στο HOMER που έχει να κάνει με την κυψέλη καυσίμου τύπου PEM βασίζεται στα πειραματικά αποτελέσματα που παρουσιάστηκαν στην ενότητα I.2 του πειραματικού μέρους της παρούσας διδακτορικής διατριβής. Η κατανομή φορτίου ενός απομακρυσμένου εξοχικού σπιτιού είναι κοινή και χρησιμοποιείται και για τα δύο συστήματα ισχύος. Η κατοικία αυτή λειτουργεί μόνο κατά τη διάρκεια του διημέρου Σαββάτου – Κυριακής για τέσσερις μήνες (Ιανουάριος, Φεβρουάριος, Νοέμβριος, Δεκέμβριος). Η μέγιστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για την κατοικία παρατηρείται κατά τη διάρκεια των καλοκαιρινών μηνών (Ιούνιος, Ιούλιος, Αύγουστος) ενώ η κατανομή φορτίου για το Μάρτιο, τον Απρίλιο, το Μάιο, το Σεπτέμβριο και τον Οκτώβριο παραμένει η ίδια. Στις εικόνες II.4.1 και II.4.2 παρουσιάζεται από δύο διαφορετικές οπτικές γωνίες η κατανομή του φορτίου η οποία παρουσιάζει μέγιστη τιμή στα 4 kW και ενεργειακό μέσο όρο στις 41,8 kWh ανά ημέρα.



Εικόνα Π.4.1: Κατανομή φορτίου απομακρυσμένης – εξοχικής κατοικίας



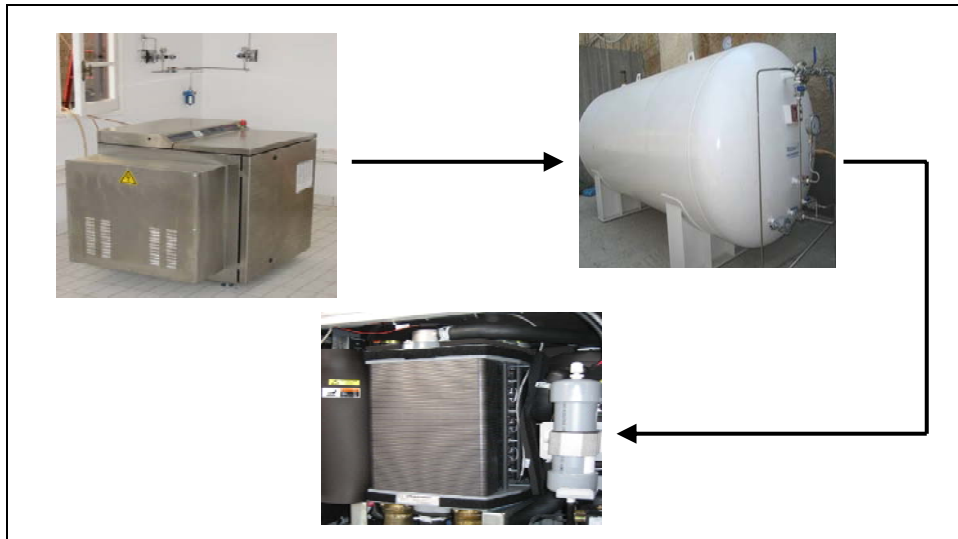
Εικόνα Π.4.2: Κατανομή φορτίου κατοικίας όπως προκύπτει από το λογισμικό HOMER (DMap)

Στη συνέχεια παρουσιάζονται σε ξεχωριστές υπο-ενότητες τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συστημάτων ισχύος τα οποία αποτελούν και παραμέτρους εισόδου για τις προσομοιώσεις που ακολουθούν. Παρουσιάζονται επίσης τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων καθώς και τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας η οποία ενσωματώνει μελλοντικά σενάρια κόστους για τις τεχνολογίες υδρογόνου.

II.4.1.1 Περιγραφή συστημάτων ισχύος

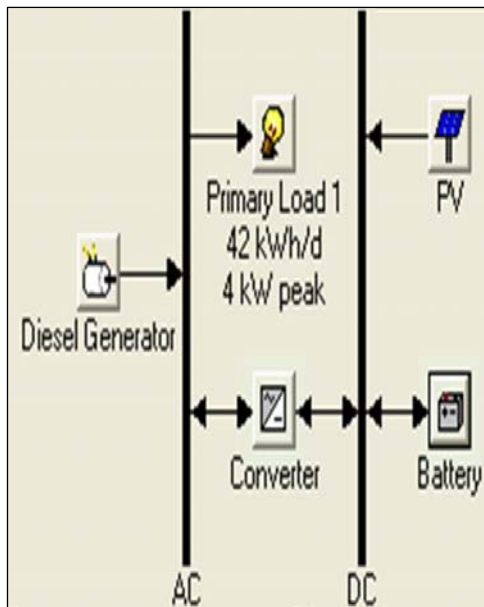
Όπως έχει προαναφερθεί, ο κύριος σκοπός του Εργαστηρίου Ενσωμάτωσης Τεχνολογιών Υδρογόνου και ΑΠΕ είναι να μελετήσει και να συγκρίνει διαφορετικές τεχνολογίες παραγωγής και αποθήκευσης υδρογόνου, καθώς και διαφορετικούς τύπους κυψελών καυσίμου. Στα πλαίσια λειτουργίας του εργαστηρίου δοκιμάζονται διαφορετικά εναλλακτικά σενάρια που προκύπτουν από την παραγωγή, την αποθήκευση και την επαναχρησιμοποίηση του υδρογόνου κάτω από διαφορετικές συνθήκες λειτουργίας. Στην παρούσα μελέτη το σενάριο που εξετάζεται και αποτυπώνεται στην Εικόνα II.4.3, αποτελείται από την μονάδα ηλεκτρόλυσης του νερού τύπου PEM (Distributed Energy Systems, RE 20 Hogen Generator, USA), τη συμβατική δεξαμενή αποθήκευσης αερίου υπό πίεση και την κυψέλη καυσίμου τύπου PEM (Plug Power, GenCore 5B48, USA). Η μονάδα ηλεκτρόλυσης έχει ονομαστική παραγωγή υδρογόνου $0,5 \text{ Nm}^3/\text{hr}$, σε πίεση 13,8 bar. Η μονάδα είναι πλήρως αυτοματοποιημένη και η καθαρότητα του παραγόμενου υδρογόνου ξεπερνά το 99,999% v/v. Η ενεργειακή κατανάλωσή της ανέρχεται στις 6,1 kWh για κάθε ένα Nm^3 υδρογόνου που παράγεται. Η δεξαμενή αποθήκευσης αερίου υπό πίεση έχει φυσικό όγκο $3,29 \text{ m}^3$, μέγιστη πίεση αποθήκευσης 16 bar και δυνατότητα αποθήκευσης όταν πρόκειται για υδρογόνο τα 45 Nm^3 . Η κυψέλη καυσίμου τύπου PEM είναι ονομαστικής ισχύος 5 kW (βασισμένο σε DC) και η κατανάλωσή της σε υδρογόνο ανέρχεται στα 75 NL/min κατά τη λειτουργία της στην ονομαστική ισχύ.

Οι συστοιχίες των μονάδων ηλεκτρόλυσης και των κυψελών καυσίμου αναμφίβολα λειτουργούν σε DC. Μία συστοιχία μονάδος ηλεκτρόλυσης τροφοδοτείται με DC, ενώ μία συστοιχία κυψέλης καυσίμου τροφοδοτεί DC. Στην παρούσα περίπτωση, η μονάδα ηλεκτρόλυσης τύπου PEM και η κυψέλη καυσίμου τύπου PEM είναι εφοδιασμένες με μετατροπείς AC/DC και DC/AC αντίστοιχα. Έτσι, στα πλαίσια της παρούσας μελέτης και τα δύο συστήματα διαχειρίζονται ως μονάδες AC.

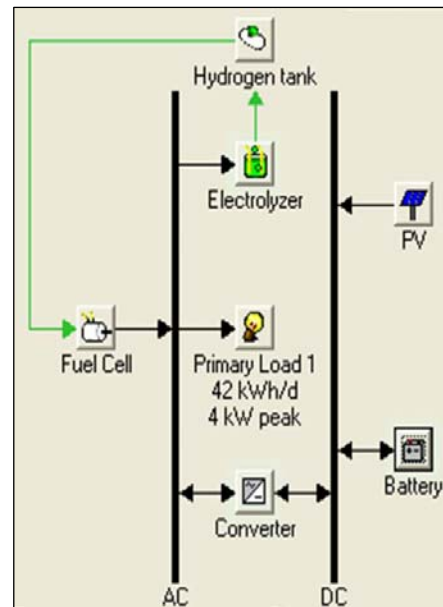


Εικόνα II.4.3: Μονοπάτι παραγωγής, αποθήκευσης και επαναχρησιμοποίησης υδρογόνου

Τα στοιχεία και τα τεχνικά χαρακτηριστικά του μικρο-υβριδικού συστήματος παροχής ισχύος είναι τα ακόλουθα: μία συστοιχία φωτοβολταϊκών σταθερής κλίσης (45°) και ονομαστικής ισχύος 1,1 kW και μία δεύτερη συστοιχία ονομαστικής ισχύος 4,4 kW η οποία είναι εφοδιασμένη με το σύστημα αυτόματης προσαρμογής του προσανατολισμού ανάλογα με τη θέση του ηλίου. Μία τριφασική γεννήτρια πετρελαίου diesel 12,5 kVA, μία συστοιχία μπαταριών η οποία αποτελείται από 30 απλές μπαταρίες σε σειρά και με ονομαστική χωρητικότητα 680 Ah και τέλος έναν μετατροπέα AC – DC των 9 kW. Κάθε μπαταρία της συστοιχίας είναι μολύβδου – οξέος και η ονομαστική τάση της συστοιχίας είναι 60 V (2 V η κάθε μπαταρία). Στις Εικόνες II.4.4 και II.4.5 φαίνεται σε αντιπαράθεση η αρχιτεκτονική και των δύο συστημάτων ισχύος.



Εικόνα Π4.4: Αρχιτεκτονική συστήματος Φ/Β και γεννήτριας diesel



Εικόνα Π.4.5: Αρχιτεκτονική συστήματος Φ/Β και τεχνολογιών υδρογόνου

Π.4.1.2 Προσομοίωση μικρο-υβριδικού συστήματος ισχύος φωτοβολταϊκών και γεννήτριας diesel

Το λογισμικό HOMER απαιτεί τεχνοοικονομικές παραμέτρους εισόδου για τα στοιχεία κάθε συστήματος ισχύος. Οι τεχνικές παράμετροι για το σύστημα που βασίζεται σε φωτοβολταϊκά και γεννήτρια diesel περιγράφονται παραπάνω (υποενότητα Π.4.1.1). Σε αυτό το κεφάλαιο παρουσιάζονται οι οικονομικές παράμετροι εισόδου για αυτό το σύστημα. Το αρχικό κόστος για τα φωτοβολταϊκά των 5,5 kW είναι 33.000 €, ενώ η διάρκεια ζωής τους είναι 20 χρόνια. Επίσης, έχει θεωρηθεί και ένα κόστος λειτουργίας που περιλαμβάνει και το κόστος συντήρησης και το οποίο είναι 200 € ανά χρόνο. Το αρχικό κόστος για τη γεννήτρια πετρελαίου diesel των 12,5 kVA είναι 9.500 € και η διάρκεια ζωής της ανέρχεται στις 15.000 ώρες λειτουργίας. Στα αυτόνομα συστήματα παροχής ισχύος θα πρέπει να ληφθεί υπόψη και η δεξαμενή αποθήκευσης του καυσίμου (Zoulias, Lymberopoulos, 2007). Έτσι, στη παρούσα περίπτωση αναφέρεται πως στο αρχικό κόστος της γεννήτριας συμπεριλαμβάνεται και το κόστος της δεξαμενής αποθήκευσης του καυσίμου. Ακόμα, το κόστος της συστοιχίας των μπαταριών και του αντιστροφέα είναι 25.000 € και 8.000 € αντίστοιχα. Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης είναι και στις δύο περιπτώσεις 100 € ανά χρόνο, ενώ και η διάρκεια ζωής τους ανέρχεται στα 15 χρόνια.

Πριν την παρουσίαση των αποτελεσμάτων της προσομοίωσης θα πρέπει να αναφερθούν και κάποιες ακόμα σημαντικές παράμετροι εισόδου. Αυτές οι παράμετροι είναι σημαντικές καθώς έχουν να κάνουν με τον έλεγχο του συστήματος ισχύος αλλά και με τον υπολογισμό λειτουργικών και οικονομικών του χαρακτηριστικών. Η χρονική διάρκεια που επιλέχθηκε για την προσομοίωση είναι τα 20 χρόνια. Σχετικά με τη στρατηγική διεκπεραίωσης της προσομοίωσης, η εναλλακτική που επιλέχθηκε καθορίζει πως η γεννήτρια πετρελαίου diesel παράγει κατά τη λειτουργία της όση ενέργεια χρειάζεται προκειμένου να καλυφθεί η ζήτηση στα φορτία και όχι την ενέργεια που θα παρήγαγε λειτουργώντας κατά την ονομαστική της ισχύ. Επίσης, σχετικά με τον έλεγχο των πηγών παραγωγής ενέργειας, επιλέχθηκε εναλλακτική κατά την οποία επιτρέπεται δύο ή περισσότερες πηγές να αποδίδουν ισχύ ταυτόχρονα στο σύστημα.

Τα αποτελέσματα που προκύπτουν από το λογισμικό προσομοίωσης HOMER, δείχνουν τη ροή ηλεκτρικής ενέργειας μέσα στο σύστημα. Αυτά τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα II.4.1. Η συνολική παραγωγή ενέργειας είναι 19.021 kWh/year, όπου 10.212 kWh/year (54%) προέρχονται από τη συστοιχία των φωτοβολταϊκών και 8.809 kWh/year (46%) από τη γεννήτρια πετρελαίου diesel. Έτσι, το σύστημα που βασίζεται στα φωτοβολταϊκά και τη γεννήτρια diesel έχει λόγο ανανεώσιμων πηγών 0,54. Η συνολική κατανάλωση ενέργειας στα AC φορτία της κατοικίας ανέρχεται στις 15.257 kWh/year. Η δυναμική έλλειψη είναι πρακτικά μηδέν καθώς δεν υπάρχει σε καμία περίπτωση ανεπάρκεια κάλυψης ανάμεσα στην απαιτούμενη και την προσφερόμενη δυναμική ενέργειας. Οι εκπομπές που προκύπτουν από τη λειτουργία του συγκεκριμένου συστήματος παροχής ισχύος παρουσιάζονται επίσης στον Πίνακα II.4.1. Οι εκπομπές αυτές προκύπτουν από τη λειτουργία της γεννήτριας diesel η οποία στην περίπτωσή μας αποτελεί μία μηχανή εσωτερικής καύσης. Η γεννήτρια πετρελαίου diesel λειτουργεί για 2.349 h/year και εκπέμπει 11.985 kg/year διοξείδιο του άνθρακα (CO₂), 29,6 kg/year μονοξείδιο του άνθρακα (CO) και 24,1 kg/year διοξείδιο του θείου (SO₂). Στον Πίνακα II.4.1 φαίνονται ακόμα και οι εκπομπές άκαυστων υδρογονανθράκων, σωματιδίων και οξειδίων του αζώτου (NO_x). Ένα σημαντικό συμπέρασμα που προκύπτει από τις προσομοιώσεις με το λογισμικό HOMER είναι ότι με μια πιθανή αύξηση της ισχύος των φωτοβολταϊκών, οι ώρες λειτουργίας της γεννήτριας diesel μπορούν να μειωθούν (Shaahid, Elhadidy, 2007, (Shaahid, Elhadidy, 2008). Το γεγονός αυτό ακολουθείται

και από σημαντική μείωση στις εκπομπές (Shaahid, Elhadidy, 2007, (Shaahid, Elhadidy, 2008).

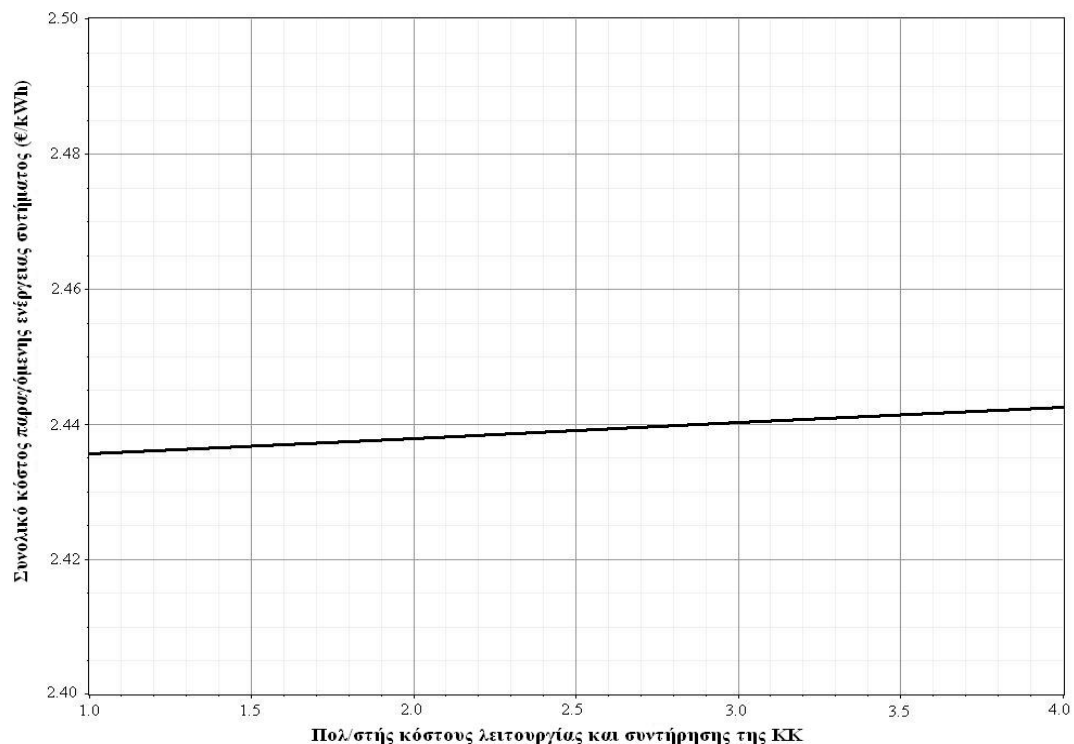
Πίνακας Π.4.1: Ενεργειακή ροή και εκπομπές συστήματος ισχύος Φ/Β και γεννήτριας diesel

Παραγωγή	kWh/yr	%
Συστοιχία Φ/Β	10.212	54
Γεννήτρια diesel	8.809	46
Σύνολο	19.021	100
Κατανάλωση	kWh/yr	%
Φορτίο κατοικίας (AC)	15.257	100
Σύνολο	1.5257	100
Ρύποι	Εκπομπές (kg/yr)	
CO ₂	11.985	
CO	29,6	
Άκαυστοι H/C	3,28	
Σωματίδια	2,23	
SO ₂	24,1	
NO _x	264	

Π.4.1.3 Προσομοίωση συστήματος ισχύος φωτοβολταϊκών και τεχνολογιών υδρογόνου

Για την προσομοίωση του συγκεκριμένου συστήματος ισχύος, οι οικονομικές παράμετροι εισόδου για τη συστοιχία των φωτοβολταϊκών, τη συστοιχία των μπαταριών και τον αντιστροφέα ισχύος, παραμένουν ίδιες με το προηγούμενο. Επίσης, η χρονική διάρκεια της προσομοίωσης καθώς επίσης και οι εναλλακτικές σχετικά με τη στρατηγική διεκπεραίωσης και τον έλεγχο των πηγών παραγωγής ενέργειας, παραμένουν όπως ακριβώς περιγράφηκαν και παραπάνω. Οι οικονομικές παράμετροι εισόδου για τη μονάδα ηλεκτρόλυσης, τη δεξαμενή υδρογόνου και την κυψέλη καυσίμου τύπου PEM βασίζονται στο ίδιο το κόστος των μονάδων που συνθέτουν το Εργαστήριο Ενσωμάτωσης Τεχνολογιών Υδρογόνου και ΑΠΕ. Η

μονάδα ηλεκτρόλυσης του εργαστηρίου έχει κόστος 120.000 € ενώ το αντίστοιχο κόστος λειτουργίας και συντήρησης είναι 1000 €/year (2007). Η συνολική απόδοση της μονάδας είναι 60 % και αυτή είναι η παράμετρος που περιλαμβάνει και τις απώλειές της. Επιπροσθέτως, η διάρκεια ζωής της είναι 20 χρόνια. Το κόστος της δεξαμενής υδρογόνου είναι 6.000 € και η διάρκεια ζωής της τα 25 χρόνια. Η κυψέλη καυσίμου τύπου PEM των 5 kW έχει κόστος 25.000 €. Ακόμα, όπως αναφέρθηκε παραπάνω και μετά την ανάλυση των πειραματικών αποτελεσμάτων της μονάδας, η συνολική απόδοση του συστήματος θεωρείται 50 %. Σχετικά με το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας προκειμένου να διαπιστωθεί ο βαθμός επιρροής των παραμέτρων αυτών στα αποτελέσματα. Ως αρχική τιμή της συγκεκριμένης παραμέτρου θεωρήθηκαν τα 0,025 € ανά ώρα. Σε αυτή την τιμή περιλαμβάνονται και οι ώρες λειτουργίας αλλά και οι ώρες αναμονής της μονάδας. Στο Διάγραμμα Π.4.1, φαίνεται πως ο βαθμός επιρροής των παραμέτρων κόστους λειτουργίας και συντήρησης στο συνολικό κόστος της παραγόμενης ενέργειας δεν είναι και τόσο σημαντικός.



Διάγραμμα Π.4.1: Η επίδραση του κόστους λειτουργίας και συντήρησης της κυψέλης καυσίμου στο συνολικό κόστος της παραγόμενης ενέργειας του συστήματος

Η βελτιστοποίηση των διαστάσεων των στοιχείων αυτού του συστήματος έδειξε ότι προκειμένου να αντικατασταθεί η γεννήτρια diesel, η ονομαστική ισχύς των φωτοβολταϊκών θα πρέπει να αυξηθεί από 5,5 σε 19 kW. Έδειξε επίσης πως η ονομαστική ισχύς της μονάδας ηλεκτρόλυσης του νερού, καθώς και η δεξαμενή υδρογόνου θα πρέπει να αυξηθούν από 3 σε 5 kW και από 4 σε 16 kg αντίστοιχα. Η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά στοιχεία θα τροφοδοτείται στην ηλεκτρόλυση, η οποία θα την χρησιμοποιεί προς παραγωγή υδρογόνου. Το υδρογόνο θα αποθηκεύεται περιοδικά στη δεξαμενή με σκοπό να χρησιμοποιηθεί στη λειτουργία της κυψέλης καυσίμου τύπου PEM, σε στιγμές κατά τις οποίες τα φωτοβολταϊκά στοιχεία αδυνατούν να καλύψουν την ενέργεια που απαιτείται για την κάλυψη του φορτίου. Αναφορικά με την ονομαστική ισχύ της κυψέλης καυσίμου, αποφασίστηκε να καθιερωθεί μονάδα των 5 kW παρόλο που η βελτιστοποίηση έδειξε πως θα πρέπει να χρησιμοποιηθεί μονάδα μικρότερης ισχύος. Η βέλτιστη ισχύς είναι τα 4 kW, μέγεθος το οποίο συμπίπτει με τη μέγιστη ζήτηση φορτίου. Ο λόγος για τον οποίο καθιερώθηκε μονάδα μεγαλύτερης ισχύος από τη βέλτιστη είναι πως στο λογισμικό HOMER δεν υπάρχει δυνατότητα ενσωμάτωσης του γεγονότος ότι οι κυψέλες καυσίμου τύπου PEM λειτουργούν ασταθώς σε συνθήκες προσφοράς ισχύος ίσης με την ονομαστική τους και έτσι η κάλυψη φορτίου σε αυτές τις περιπτώσεις μπορεί να μην πραγματοποιείται. Η βελτιστοποίηση της ονομαστικής ισχύος της ηλεκτρόλυσης και της χωρητικότητας της δεξαμενής, μαζί με την καθιέρωση κυψέλης καυσίμου τύπου PEM των 5 kW, είχε ως αποτέλεσμα όχι μόνο την αντικατάσταση της γεννήτριας diesel, αλλά και τη μείωση της χωρητικότητας της συστοιχίας των μπαταριών. Έτσι, η συστοιχία των μπαταριών σε αυτό το σύστημα παροχής ισχύος αποτελείται από 10 μονάδες, ενώ στο προηγούμενο, όπως έχει ήδη αναφερθεί παραπάνω, ήταν απαραίτητες 30 μονάδες.

Στον Πίνακα II.4.2 φαίνεται η ροή της ηλεκτρικής ενέργειας όπως αυτή προκύπτει από το λογισμικό HOMER. Η συνολική παραγωγή ενέργειας είναι 37.544 kWh/yr, από όπου 35.279 kWh/yr (94%) παράγονται από τα φωτοβολταϊκά και 2.265 kWh/yr παράγονται από την κυψέλη καυσίμου. Ο λόγος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι πλέον 1 καθώς δεν υπάρχει γεννήτρια πετρελαίου diesel αυτή τη φορά. Η συνολική κατανάλωση ενέργειας από τα φορτία AC της κατοικίας ανέρχεται στις 15.127 kWh/yr. Παρόλο που η κατανομή φορτίου παραμένει ίδια και στα δύο συστήματα παροχής ισχύος, η συνολική κατανάλωση ενέργειας είναι διαφορετική καθώς στο σύστημα με φωτοβολταϊκά και τεχνολογίες υδρογόνου υπάρχει ποσοστό

φορτίου το οποίο δεν καλύπτεται κατά τη διάρκεια του χρόνου. Εξ' αιτίας αυτής της αστοχίας, η οποία υπολογίζεται σε 130 kWh/yr (0,8%), η δυναμική έλλειψης είναι πλέον 1%. Στον Πίνακα II.4.2 παρουσιάζονται επίσης και οι εκπομπές που προκύπτουν από τη λειτουργία του συγκεκριμένου συστήματος. Παρατηρείται πως εφόσον δεν υπάρχει γεννήτρια diesel, απουσιάζουν και εκπομπές CO₂ και SO₂. Από την άλλη πλευρά εκπέμπονται 7,88 kg/yr NO_x καθώς η κυψέλη καυσίμου δε λειτουργεί με τροφοδοσία καθαρού οξυγόνου (O₂) στην κάθοδο αλλά με ατμοσφαιρικό αέρα ο οποίος αποτελείται εκτός των άλλων από O₂ και άζωτο (N₂).

Πίνακας II.4.2: Ενεργειακή ροή και εκπομπές συστήματος ισχύος Φ/Β και τεχνολογιών υδρογόνου

Παραγωγή	kWh/yr	%
Συστοιχία Φ/Β	35.279	94
Κυψέλη Καυσίμου	2.265	6
Σύνολο	37.544	100
Κατανάλωση	kWh/yr	%
Φορτίο κατοικίας (AC)	15.127	62
Φορτίο ηλεκτρόλυσης	9.399	38
Σύνολο	24.526	100
Ρύποι	Εκπομπές (kg/yr)	
CO ₂	0	
CO	0,884	
Άκαυστοι H/C	0,0979	
Σωματίδια	0,0666	
SO ₂	0	
NO _x	7,88	

II.4.1.4 Ανάλυση ευαισθησίας

Από το λογισμικό προσομοίωσης HOMER προκύπτουν οικονομικές παράμετροι για τα συστήματα παροχής ισχύος. Ύστερα από την προσομοίωση των δύο συστημάτων,

παρουσιάζεται για το καθένα μία περίληψη των οικονομικών τους παραμέτρων. Στους πίνακες Π.4.3 και Π.4.4 φαίνονται οι παράμετροι αυτοί για το σύστημα παροχής ισχύος που βασίζεται σε φωτοβολταϊκά και diesel και το σύστημα που βασίζεται σε φωτοβολταϊκά και τεχνολογίες υδρογόνου ¹. Υπάρχει μεγάλη διαφορά αν συγκριθούν τα συστήματα με βάση το αρχικό κόστος κεφαλαίου και με βάση την καθαρή παρούσα αξία. Το τελευταίο συμβαίνει καθώς οι τεχνολογίες υδρογόνου (μονάδα ηλεκτρόλυσης και κυψέλη καυσίμου τύπου PEM, δεξαμενή υδρογόνου) που αντικαθιστούν τη λειτουργία της γεννήτριας πετρελαίου diesel στο δεύτερο σύστημα, έχουν υψηλότερο αρχικό κόστος, κόστος αντικατάστασης και κόστος λειτουργίας και συντήρησης.

Πίνακας Π.4.3: Οικονομικές παράμετροι συστήματος Φ/Β και γεννήτριας diesel

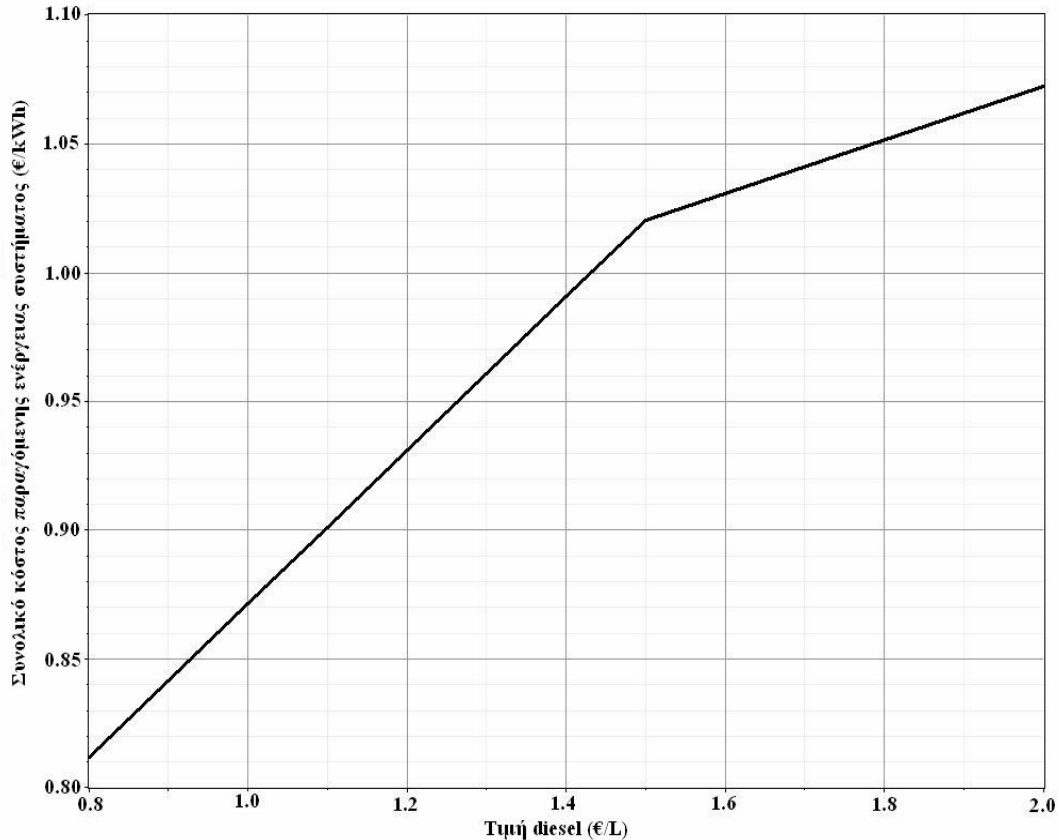
Στοιχείο	Κόστος κεφαλαίου (€)	Κόστος αντικατάστασης (€)	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€)	Κόστος καυσίμου (€)	Σύνολο (€)
Συστοιχία Φ/Β	33.000	0	2.294	0	35.294
Γεννήτρια diesel	9.500	14.173	2.694	52.202	75.998
Συστοιχία Μπαταριών	25.000	8.345	1.147	0	30.335
Μετατροπέας	8.000	3.338	1.147	0	108.22
Σύστημα Ισχύος	75.500	25.857	7.282	52.202	152.449

¹ Στους Πίνακες Π.4.3 και Π.4.4 φαίνονται περιλήψεις χρηματοροών ανά στοιχείο και ανά τύπο κόστους. Όλες αυτές οι μεταβλητές έχουν υπολογιστεί λαμβάνοντας υπόψη το ετήσιο επιτόκιο το οποίο αποτελεί βασική οικονομική παράμετρο εισόδου. Αυτή η μεταβλητή είναι σημαντική καθώς χρησιμοποιείται για να γίνουν μετατροπές μεταξύ διαφόρων οικονομικών παραμέτρων. Στην περίπτωση της συγκεκριμένης μελέτης το ετήσιο επιτόκιο είναι 6%. Κάθε χρόνο τα νέα κόστη ως παράμετροι εισόδου πολλαπλασιάζονται με έναν ειδικό παράγοντα f_d ο οποίος χρησιμοποιείται έτσι ώστε να υπολογιστούν οι παρούσες αξίες μιας χρηματοροής για οποιαδήποτε χρονιά της διάρκειας που ορίστηκε για τις προσομοιώσεις. Το λογισμικό HOMER υπολογίζει αυτό τον ειδικό παράγοντα με βάση την εξίσωση: $f_d = 1 / [(1 + i) ^ N]$, όπου i είναι το ετήσιο επιτόκιο (0,06) και N είναι ο αριθμός της χρονιάς που ενδιαφέρει.

Πίνακας Π.4.4: Οικονομικές παράμετροι συστήματος Φ/Β και τεχνολογιών υδρογόνου

Στοιχείο	Κόστος κεφαλαίου (€)	Κόστος αντικατάστασης (€)	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€)	Κόστος καυσίμου (€)	Σύνολο (€)
Συστοιχία Φ/Β	114.000	0	7.925	0	121.925
Κυψέλη Καυσίμου	25.000	13.276	396	0	37.435
Συστοιχία Μπαταριών	8.333	7.254	382	0	15.495
Μετατροπέας	5.200	0	918	0	6.118
Ηλεκτρόλυση	200.000	0	19.117	0	219.117
Δεξαμενή Υδρογόνου	24.000	0	0	0	22.503
Σύστημα Ισχύος	376.533	20.530	28.737	0	422.592

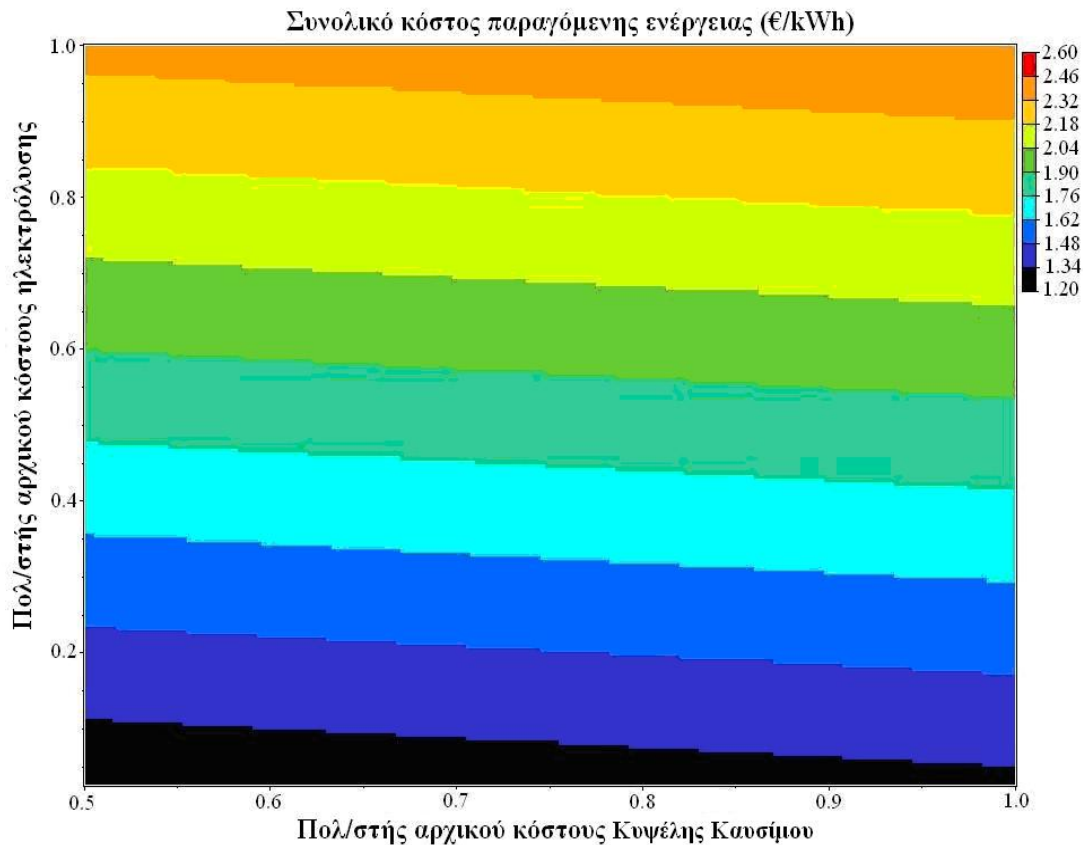
Μια σημαντική παράμετρος που δεν εμφανίζεται στους Πίνακες Π.4.3 και Π.4.4 είναι το κόστος της παραγόμενης ενέργειας. Αυτή η παράμετρος είναι σημαντική για τη διεξαγωγή της ανάλυσης ευαισθησίας και τη σύγκριση των συστημάτων ισχύος. Το κόστος αυτό για το σύστημα που βασίζεται σε φωτοβολταϊκά και γεννήτρια diesel είναι 0,871 €/kWh, ενώ για το σύστημα που βασίζεται σε φωτοβολταϊκά και τεχνολογίες υδρογόνου είναι αντίστοιχα 2,436 €/kWh. Στο Διάγραμμα Π.4.2 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας της τιμής του diesel ως καύσιμο για το σύστημα με τα φωτοβολταϊκά και τη γεννήτρια diesel. Όπως φαίνεται, η συμβολή της τιμής του diesel ως καύσιμο στο κόστος της παραγόμενης ενέργειας για το συγκεκριμένο σύστημα δεν είναι και τόσο σημαντική. Για παράδειγμα, μία πιθανή αύξηση 0,2 €/L στην τιμή του diesel, έχει ως αποτέλεσμα αντίστοιχη αύξηση 0,06 €/kWh στο κόστος της παραγόμενης ενέργειας. Αρχική τιμή πετρελαίου diesel για την ανάλυση ευαισθησίας θεωρήθηκαν τα 0,8€/L, ενώ για τα αποτελέσματα που προκύπτουν το κόστος του πετρελαίου diesel θεωρήθηκε 1€/L (2007).



Διάγραμμα II.4.2: Βαθμός επιρροής της τιμής του diesel στο συνολικό κόστος παραγόμενης ενέργειας

Η επόμενη ανάλυση ευαισθησίας πραγματοποιήθηκε στο σύστημα με φωτοβολταϊκά και τεχνολογίες υδρογόνου. Σε αυτή την ανάλυση, τα αρχικά κόστη για τη μονάδα ηλεκτρόλυσης και την κυψέλη καυσίμου θεωρήθηκαν μεταβλητές ευαισθησίας. Οι τελικές τιμές για αυτές τις μεταβλητές προέκυψαν από τα αναμενόμενα αποτελέσματα ενός ετήσιου πλάνου εφαρμογής σχετικά με τις κυψέλες καυσίμου και τις τεχνολογίες υδρογόνου γενικότερα (Fch JU Annual Implementation Plan 2008). Τα αποτελέσματα συγκεντρώνονται στην Εικόνα II.4.6. Εδώ είναι εμφανές ότι η συμβολή του αρχικού κόστους της μονάδας ηλεκτρόλυσης και της κυψέλης καυσίμου στο κόστος της παραγόμενης ενέργειας είναι εξέχουσας σημασίας. Το τελευταίο συμβαίνει καθώς τα αρχικά κόστη που ορίστηκαν για τη μονάδα ηλεκτρόλυσης και την κυψέλη καυσίμου στις παραπάνω προσομοιώσεις, διαφέρουν κατά πολύ με αυτά που προκύπτουν από το πλάνο εφαρμογής που αναφέρεται εδώ. Σ' αυτό το πλάνο εφαρμογής, τα αρχικά κόστη που αναφέρονται για τη μονάδα ηλεκτρόλυσης (τύπου PEM) και την κυψέλη καυσίμου (επίσης τύπου PEM) είναι της τάξεως των 5.000

€/Nm³ υδρογόνου που παράγεται και 3.000 €/kW αντίστοιχα. Αυτές οι τιμές αν χρησιμοποιηθούν ως αρχικές τιμές εισόδου στο συγκεκριμένο σύστημα με φωτοβολταϊκά και τεχνολογίες υδρογόνου, θα έχουν σαν αποτέλεσμα τη μείωση του κόστους της παραγόμενης ενέργειας στα 1,24 €/kWh. Αυτό ταυτόχρονα μεταφράζεται και ως σχεδόν 50 % μείωση του αρχικού κόστους της παραγόμενης ενέργειας του συστήματος ισχύος.



Εικόνα Π.4.6: Επίδραση του κόστους των τεχνολογιών υδρογόνου στο συνολικό κόστος παραγόμενης ενέργειας του συστήματος

Συγκεντρωτικά, τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για το σύστημα με φωτοβολταϊκά και τεχνολογίες υδρογόνου έδειξαν πως προκειμένου να αντικατασταθεί η γεννήτρια πετρελαίου diesel από το πιθανό σύστημα παροχής ισχύος της κατοικίας, είναι απαραίτητη η αύξηση της ονομαστικής ισχύος των φωτοβολταϊκών (από 5,5 σε 19 kW). Η αύξηση της ονομαστικής ισχύος της ηλεκτρόλυσης και της χωρητικότητας της δεξαμενής υδρογόνου είναι επίσης απαραίτητη (από 3 σε 5 kW και από 4 σε 16 kg αντίστοιχα). Παρόλο που η μέγιστη

ζήτηση φορτίου της κατοικίας είναι τα 4 kW, η κυψέλη καυσίμου θα πρέπει να είναι ονομαστικής ισχύος 5 kW καθώς στο μέγεθος της ονομαστικής ισχύος περιλαμβάνεται και η ισχύς που χρησιμοποιείται για τη λειτουργία του βοηθητικού εξοπλισμού.

Ο συνδυασμός των βέλτιστων μεγεθών για τα φωτοβολταϊκά και τις τεχνολογίες υδρογόνου, οδήγησε όχι μόνο στην αντικατάσταση της γεννήτριας πετρελαίου diesel, αλλά και στη μείωση του αριθμού των στοιχείων που αποτελούν τη συστοιχία των μπαταριών (από 30 σε 10). Φυσικά οι τεχνολογίες υδρογόνου χρησιμεύουν ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας σε υβριδικά συστήματα παροχής ισχύος. Εκτός από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων που παρουσιάζονται στη συγκεκριμένη μελέτη, πραγματοποιήθηκαν και κάποιες άλλες προσομοιώσεις με σκοπό την ολοκληρωτική αντικατάσταση των μπαταριών. Σε αυτή την περίπτωση, η συστοιχία των φωτοβολταϊκών, η μονάδα ηλεκτρόλυσης, η δεξαμενή υδρογόνου και η κυψέλη καυσίμου τύπου PEM θα έπρεπε να υπερδιαστασιολογηθούν προκειμένου να καλυφθεί το φορτίο. Επιπλέον, τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων αυτών οδήγησαν σε ένα κόστος παραγόμενης ενέργειας το οποίο ήταν αρκετά μεγαλύτερο και αδύνατον να συγκριθεί με αυτό του συστήματος με τα φωτοβολταϊκά και τη γεννήτρια diesel. Τέλος, θα πρέπει να είμαστε όσο το δυνατόν περισσότερο ρεαλιστές. Οι μπαταρίες παρέχουν βοηθητική ισχύ κατά την εκκίνηση των κυψελών καυσίμου τύπου PEM και ακαριαία ισχύ σε απόκριση των αστραπιαίων μεταβολών της τάσης κατά τις εναλλαγές του φορτίου.

Σχετικά με τις εκπομπές όπως το CO₂, το CO, οι άκαυστοι υδρογονάνθρακες, τα σωματίδια, το SO₂ και τα NO_x, αυτές είναι εξαιρετικά υψηλές στην περίπτωση του συστήματος με φωτοβολταϊκά και diesel εξαιτίας της λειτουργίας της γεννήτριας. Από την άλλη πλευρά, στο σύστημα με φωτοβολταϊκά και τεχνολογίες υδρογόνου οι ίδιες εκπομπές είναι σχεδόν μηδενικές.

Από πλευράς οικονομικών, το κόστος της παραγόμενης ενέργειας αποτελεί και για τα δύο συστήματα κρίσιμη παράμετρο. Στο σύστημα με φωτοβολταϊκά και diesel, η παράμετρος αυτή είναι της τάξεως των 0,871 €/kWh, ενώ στο σύστημα με φωτοβολταϊκά και τεχνολογίες υδρογόνου η παράμετρος αυτή λαμβάνει τιμή 2,436 €/kWh. Το τελευταίο συμβαίνει λόγω του υψηλού αρχικού κόστους της μονάδας ηλεκτρόλυσης και της κυψέλης καυσίμου. Όπως φαίνεται και από την ανάλυση ευαισθησίας, η επιρροή αυτών των παραμέτρων στο κόστος της παραγόμενης ενέργειας είναι πολύ σημαντική. Λαμβάνοντας υπόψη τα αναμενόμενα αποτελέσματα

του ετήσιου πλάνου εφαρμογής σχετικά με τις κυψέλες καυσίμου και τις τεχνολογίες υδρογόνου γενικότερα, το κόστος της παραγόμενης ενέργειας του συστήματος με φωτοβολταϊκά και τεχνολογίες υδρογόνου μειώνεται στα 1,24 €/kWh. Συγκριτικά με το αρχικό του κόστος, το τελικό του έχει μειωθεί σχεδόν κατά 50 %. Έτσι, μία πιθανή μείωση του αρχικού κόστους του εξοπλισμού υδρογόνου σε συνδυασμό και με τη διαφορά στις εκπομπές που αναφέρθηκαν παραπάνω, καθιστά τα συστήματα που βασίζονται σε τεχνολογίες υδρογόνου περισσότερο ανταγωνιστικά.

Π.4.2 Τεχνο-οικονομική ανάλυση και αξιολόγηση υπάρχοντος και προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος για το νησί της Μήλου

Ο κύριος σκοπός της μελέτης της παρούσας υπο-ενότητας είναι η αξιολόγηση των τεχνολογιών υδρογόνου ως μέσο για την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ. Η μελέτη περίπτωσης που εξετάζεται είναι το νησί της Μήλου. Πιο συγκεκριμένα, λαμβάνουν χώρα δύο προσομοιώσεις και στη συνέχεια τα αποτελέσματα συγκρίνονται μεταξύ τους. Η πρώτη προσομοίωση είναι σχετική με το υπάρχον σύστημα παροχής ισχύος του νησιού, το οποίο βασίζεται σε γεννήτριες ορυκτών καυσίμων και ένα μικρό αιολικό πάρκο. Το υπάρχον σύστημα παροχής ισχύος καλύπτει τις ανάγκες του φορτίου κατά 87% από ορυκτά καύσιμα, ενώ το υπόλοιπο 13% καλύπτεται από ΑΠΕ. Στη δεύτερη προσομοίωση εξετάζεται η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο νησί σε συνδυασμό με τεχνολογίες υδρογόνου ως μέσο αποθήκευσης της περίσσιας ενέργειας που προκύπτει από αυτές. Οι παράμετροι πάνω στις οποίες πραγματοποιείται η σύγκριση των αποτελεσμάτων των δύο αυτών προσομοιώσεων και παράλληλα η αξιολόγηση της βιωσιμότητας των τεχνολογιών υδρογόνου, σχετίζονται τόσο με τεχνικά όσο και με οικονομικά στοιχεία. Για τα δύο συστήματα παροχής ισχύος συγκρίνονται το κόστος της παραγόμενης kWh, καθώς και η συνολική κατανάλωση των ορυκτών καυσίμων σε σύνολο πέντε χρόνων. Εξετάζεται επίσης και η αύξηση του ποσοστού του φορτίου που καλύπτεται από ΑΠΕ σε συνδυασμό με τη μείωση των εκπομπών αέριων ρύπων. Πραγματοποιείται ακόμα και μια ανάλυση ευαισθησίας προκειμένου να αξιολογηθεί ο βαθμός επιρροής του κόστους των τεχνολογιών υδρογόνου στο συνολικό κόστος της παραγόμενης ενέργειας του συστήματος.

Η Μήλος είναι ένα ελληνικό μη διασυνδεδεμένο με το υπόλοιπο ηλεκτρικό δίκτυο νησί, που βρίσκεται στη νοτιοδυτική πλευρά του Αιγαίου και ανήκει στο σύμπλεγμα

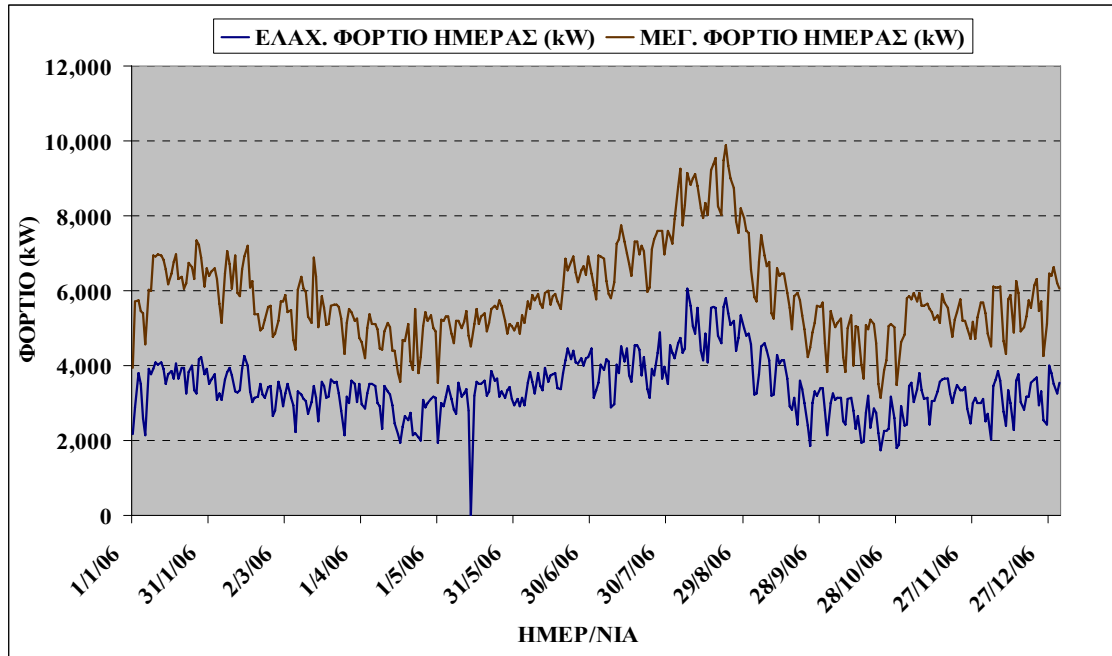
των Κυκλάδων. Η Μήλος διαθέτει σχεδόν 5.000 κατοίκους, αλλά ο πληθυσμός της αυξάνεται σχεδόν πέντε φορές κατά τη διάρκεια της θερινής περιόδου λόγω του τουρισμού. Αυτό το νησί, όπως αναφέρθηκε, χρησιμοποιείται ως μελέτη περίπτωσης στην παρούσα υπο-ενότητα. Αρχικά, στην παράγραφο II.4.2.1 παρουσιάζεται η τεχνο-οικονομική προσομοίωση του υπάρχοντος συστήματος παροχής ισχύος του νησιού. Στην παράγραφο II.4.2.2, παρουσιάζεται η τεχνο-οικονομική προσομοίωση του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος, το οποίο αποτελείται από περισσότερες ανεμογεννήτριες, λιγότερες γεννήτριες ορυκτών καυσίμων, ενώ ενσωματώνει τεχνολογίες υδρογόνου ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας. Στην παράγραφο II.4.2.3 παρουσιάζεται η ανάλυση ευαισθησίας με σκοπό την εκτίμηση της επίδρασης του κόστους των ανεμογεννητριών και των τεχνολογιών υδρογόνου στο συνολικό κόστος παραγόμενης ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος. Τέλος, τα κύρια αποτελέσματα και από τα δύο συστήματα παροχής ισχύος συγκεντρώνεται στην παράγραφο II.4.2.4, όπου γίνεται η σύγκριση. Τα συμπεράσματα αναφέρονται στην παράγραφο II.4.2.5. Το λογισμικό που χρησιμοποιήθηκε και σε αυτή την περίπτωση είναι το HOMER.

II.4.2.1 Το υπάρχον σύστημα παροχής ισχύος της Μήλου

II.4.2.1.1 Τεχνο-οικονομικές παράμετροι εισόδου

Το υπάρχον σύστημα παροχής ισχύος της Μήλου βασίζεται σε γεννήτριες ορυκτών καυσίμων και ένα μικρό αιολικό πάρκο. Πιο συγκεκριμένα, έχουν εγκατασταθεί οχτώ γεννήτριες πετρελαίου diesel και μαζούτ μαζί με το αιολικό πάρκο των τριών ανεμογεννητριών. Υπάρχουν τρεις γεννήτριες πετρελαίου diesel συνολικής ισχύος 5.650 kW και πέντε γεννήτριες μαζούτ συνολικής ισχύος 5.600 kW. Το αιολικό πάρκο αποτελείται από δύο ανεμογεννήτριες Vestas V-44 των 600 kW η κάθε μία και από μία ανεμογεννήτρια Vestas V-52 των 850 kW. Οι τεχνικές παράμετροι που αναφέρθηκαν μαζί με την κατανομή του φορτίου για το νησί της Μήλου αποτελούν τις κύριες παραμέτρους εισόδου στο λογισμικό HOMER. Στο Διάγραμμα II.4.3 παρουσιάζεται το ημερήσιο μέγιστο και ελάχιστο φορτίο του νησιού για το έτος 2006. Τα ανεμολογικά δεδομένα (Πίνακας II.4.5, Διάγραμμα II.4.4) που επίσης

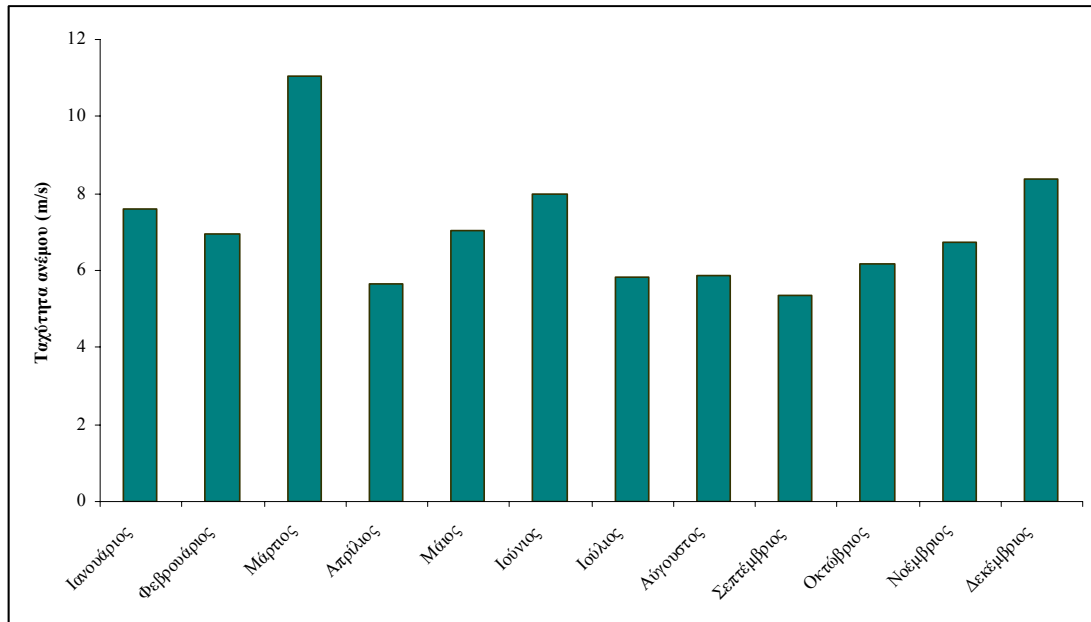
χρησιμοποιήθηκαν ως παράμετροι εισόδου στο λογισμικό μαζί και με την κατανομή του φορτίου, συλλέχθηκαν από την Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) η οποία είναι η υπεύθυνη αρχή για τη λειτουργία των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο νησί (Public Power Corporation S.A., PPC, Greece).



Διάγραμμα Π.4.3: Η κατανομή φορτίου της Μήλου (2006)

Πίνακας Π.4.5: Ανεμολογικά δεδομένα Μήλου

Μήνας	Ταχύτητα ανέμου (m/s)
Ιανουάριος	7,6
Φεβρουάριος	6,939
Μάρτιος	11,055
Απρίλιος	5,643
Μάιος	7,029
Ιούνιος	8,002
Ιούλιος	5,819
Αύγουστος	5,889
Σεπτέμβριος	5,354
Οκτώβριος	6,191
Νοέμβριος	6,715
Δεκέμβριος	8,39



Διάγραμμα II.4.4: Ανεμολογικά δεδομένα Μήλου

Σχετικά με τις οικονομικές παραμέτρους εισόδου, αναφέρεται πως το κόστος των γεννητριών ορυκτών καυσίμων θεωρήθηκε μεταξύ 250 και 300 €/kW. Αυτή η εκτίμηση παρουσιάζεται λογική αν συνυπολογιστεί η αυξημένη ισχύς των μονάδων αυτών στο συγκεκριμένο σύστημα παροχής ισχύος (Zoulias, Lymberopoulos, 2007). Επιπροσθέτως, το κόστος των ανεμογεννητριών θεωρήθηκε στα 1.000 €/kW, ενώ το κόστος του πετρελαίου και του μαζούτ θεωρήθηκαν στα 1,63 και 0,34 €/L αντίστοιχα (Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, ΥΠΕΚΑ). Εκτός των άλλων αυτά που λαμβάνονται υπόψη είναι τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης. Για τις γεννήτριες πετρελαίου, τα λειτουργικά κόστη και τα κόστη συντήρησης θεωρήθηκαν μεταξύ 3.500 και 5.000 € ανά ώρα λειτουργίας. Τα λειτουργικά κόστη και τα κόστη συντήρησης των γεννητριών με καύσιμο μαζούτ θεωρήθηκαν μεταξύ 5.500 και 6.500 € ανά ώρα λειτουργίας. Τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης είναι ξεχωριστά για κάθε γεννήτρια και πρέπει να αναφερθεί πως οι τιμές που χρησιμοποιήθηκαν στα πλαίσια της συγκεκριμένης μελέτης είναι αυτές που δόθηκαν από τη ΔΕΗ, η οποία είναι και η υπεύθυνη αρχή για τη λειτουργία αυτών των μονάδων. Ακόμα, σύμφωνα με τη ΔΕΗ αλλά και τον εκάστοτε κατασκευαστή των γεννητριών, το ελάχιστο επιτρεπόμενο φορτίο λειτουργίας για όλες τις γεννήτριες τέθηκε στο 50% της ονομαστικής τους ισχύος. Σχετικά με τις ανεμογεννήτριες και σύμφωνα με τη κατασκευάστρια εταιρεία τους, το κόστος λειτουργίας και

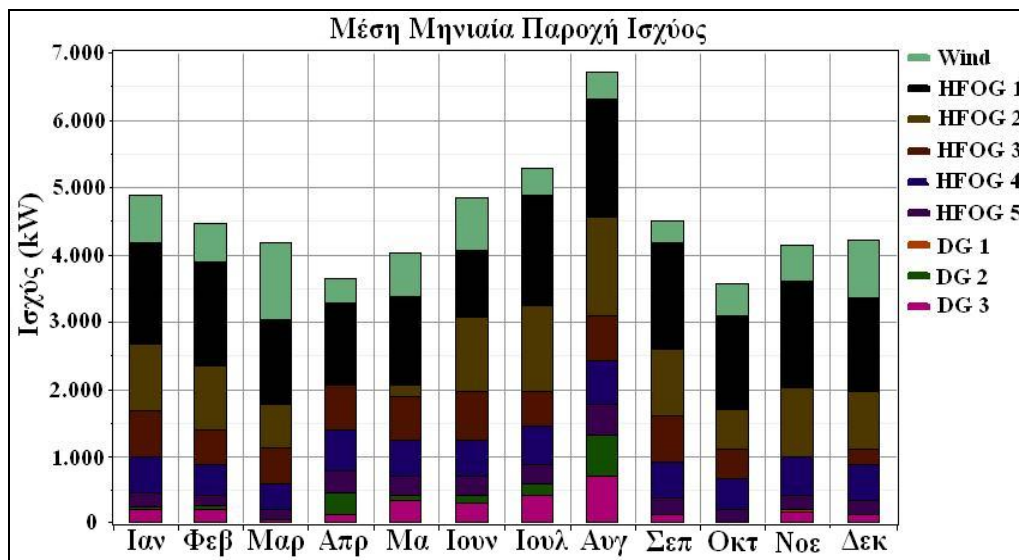
συντήρησης για την Vestas V – 52 τέθηκε στα 12.000 € για κάθε χρόνο, ενώ το κόστος λειτουργίας και συντήρησης για την Vestas V – 44 τέθηκε στα 18.000 € για κάθε χρόνο.

Πριν την παράθεση των αποτελεσμάτων των προσομοιώσεων που υπολογίστηκαν μέσω του λογισμικού HOMER, θα πρέπει να αναφερθούν και κάποιες άλλες σημαντικές παράμετροι εισόδου. Αυτές οι παράμετροι είναι κρίσιμες καθώς συνδέονται άμεσα με τη στρατηγική ενεργειακού ελέγχου και με τον υπολογισμό λειτουργικών και οικονομικών χαρακτηριστικών του υπάρχοντος συστήματος παροχής ισχύος για το νησί της Μήλου. Ο χρόνος που επιλέχθηκε προκειμένου το λογισμικό να προσομοιώσει τη λειτουργία του υπάρχοντος αλλά και του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος που ακολουθεί είναι τα πέντε χρόνια. Επίσης, στα πλαίσια της συγκεκριμένης μελέτης και προκειμένου να προσεγγίσουμε την πραγματικότητα, επιλέχθηκε οι γεννήτριες ορυκτών καυσίμων όταν λειτουργούν να παράγουν τόση ενέργεια όση χρειάζεται για να καλύψουν το φορτίο, χωρίς όμως όπως αναφέρθηκε προηγουμένως το ποσοστό της παραγόμενης ισχύος ως προς την ονομαστική τους να είναι χαμηλότερο του 50 %. Έτσι, όπως είναι φυσικό, σε μερικές περιπτώσεις υπάρχει πιθανότητα κάποιες από τις γεννήτριες να αποδίδουν περισσότερη ενέργεια από όση απαιτείται προκειμένου να καλυφθεί το φορτίο. Αυτό το επιπλέον ποσό ενέργειας παρουσιάζεται από το λογισμικό στα αποτελέσματα ως πλεονάζουσα ενέργεια.

Π.4.2.1.2 Αποτελέσματα προσομοίωσης

Τα αποτελέσματα που προκύπτουν χρησιμοποιώντας το λογισμικό πακέτο HOMER δείχνουν λεπτομέρειες σχετικά με την ετήσια παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από το σύστημα. Αυτά τα αποτελέσματα παρουσιάζονται συγκεντρωμένα στο Διάγραμμα Π.4.5 και στον Πίνακα Π.4.6. Το 13% της συνολικής ενέργειας προέρχεται από τις ανεμογεννήτριες, ενώ το 87% προέρχεται από τις γεννήτριες ορυκτών καυσίμων. Ο λόγος λοιπόν των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για το σύστημα είναι 0,13. Η δυναμική έλλειψης είναι μηδενική καθώς δεν υπάρχει σε καμία περίπτωση ανεπάρκεια κάλυψης ανάμεσα στην απαιτούμενη και την προσφερόμενη δυναμική ενέργειας. Οι εκπομπές που προκύπτουν από τη λειτουργία του συστήματος παρουσιάζονται στον Πίνακα Π.4.6. Οι εκπομπές αυτές οφείλονται

στη λειτουργία των γεννητριών πετρελαίου και μαζούτ. Πιο συγκεκριμένα οι εκπομπές των γεννητριών ορυκτών καυσίμων είναι: 26.953 t/yr CO₂, 57,4 t/yr CO και 525,2 t/yr SO₂. Στον Πίνακα Π.4.6 παρουσιάζονται επίσης οι εκπομπές άκαυστων υδρογονανθράκων, σωματιδίων και οξειδίων του αζώτου. Ένα σημαντικό συμπέρασμα που προκύπτει από την προσομοίωση του HOMER για το σύστημα είναι ότι οι ώρες λειτουργίας των γεννητριών ορυκτών καυσίμων μπορούν να μειωθούν με κάποια πιθανή αύξηση της ισχύος των ανανεώσιμων πηγών (Shaahid, Elhadidy, 2007, Shaahid, Elhadidy, 2008). Σε αυτή την περίπτωση παρατηρείται επίσης και σημαντική μείωση των εκπομπών (Shaahid, Elhadidy, 2007, Shaahid, Elhadidy, 2008). Η σημαντικότερη όμως παράμετρος που προκύπτει από την παρούσα προσομοίωση είναι το κόστος της παραγόμενης ενέργειας για το υπάρχον σύστημα παροχής ισχύος του νησιού. Η παράμετρος αυτή θα χρησιμοποιηθεί στη συνέχεια ως μέτρο σύγκρισης. Το κόστος της παραγόμενης ενέργειας για το υπάρχον σύστημα παροχής ισχύος της Μήλου είναι 0,126 €/kWh. Η κατανάλωση του πετρελαίου και του μαζούτ ανέρχεται στα 704 και στα 8.126 m³/yr αντίστοιχα.



Διάγραμμα Π.4.5: Μέση μηνιαία παροχή ηλεκτρικής ισχύος για το υπάρχον σύστημα της Μήλου

Πίνακας Π.4.6: Ροή ενέργειας, εκπομπές ρύπων και κατανάλωση καυσίμων για το υπάρχον σύστημα παροχής ισχύος της Μήλου

Παραγωγή	kWh/yr	%
Ανεμογεννήτριες	5.316.007	13
Γεννήτριες ορυκτών καυσίμων	34.374.620	87
Σύνολο	39.690.628	100
Κατανάλωση	kWh/yr	%
Φορτίο (AC)	39.676.996	100
Σύνολο	39.676.996	100
Ρύποι	Εκπομπές (kg/yr)	
Διοξείδιο Άνθρακα	26.952.910	
Μονοξείδιο Άνθρακα	57.397	
Άκαυστοι H/C	6.358	
Σωματίδια	4.327	
Διοξείδιο Θείου	525.239	
Οξείδια Αζώτου	512.158	
Καύσιμο	Κατανάλωση (L/yr)	
Πετρέλαιο	704.204	
Μαζούτ	8.126.111	

Π.4.2.2 Το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος για το νησί της Μήλου

Π.4.2.2.1 Τεχνο-οικονομικές παράμετροι εισόδου

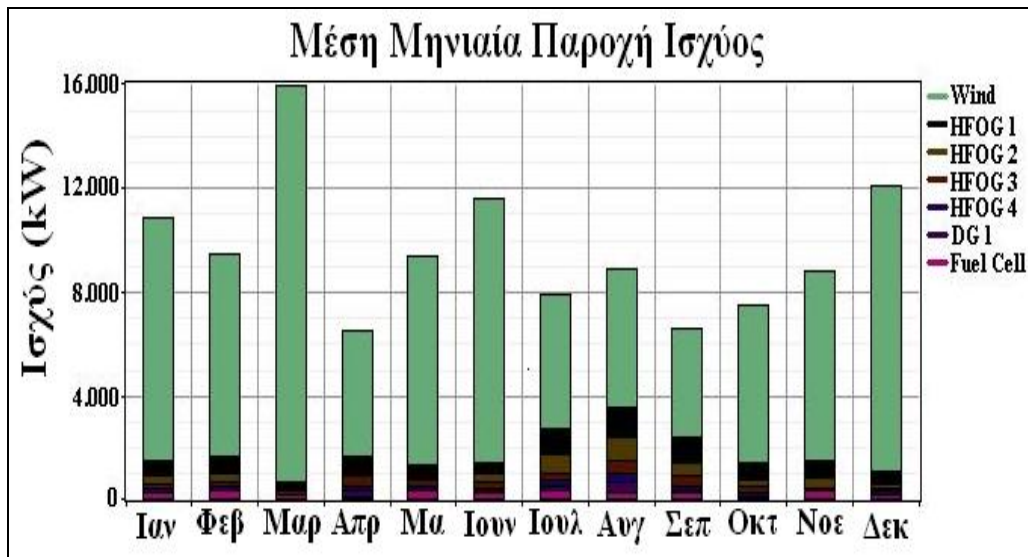
Η κατανομή φορτίου του νησιού της Μήλου καθώς και τα ανεμολογικά δεδομένα για το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος παραμένουν τα ίδια με αυτά που χρησιμοποιήθηκαν στην ανάλυση του υπάρχοντος συστήματος παροχής ισχύος. Ίδιες παραμένουν επίσης οι τεχνικές και οικονομικές παράμετροι εισόδου που έχουν να κάνουν με τις γεννήτριες ορυκτών καυσίμων όπως οι τιμές πετρελαίου και μαζούτ και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης. Σχετικά με τις οικονομικές παραμέτρους εισόδου για τις τεχνολογίες υδρογόνου αναφέρεται πως το αρχικό κόστος της μονάδας ηλεκτρόλυσης τέθηκε στα 2.000 €/kW, ενώ το αρχικό κόστος της κυψέλης καυσίμου τέθηκε στα 3.000 €/kW (Fch JU Annual Implementation Plan, 2008). Η

ενσωμάτωση μιας δεξαμενής υδρογόνου είναι απαραίτητη καθώς εκεί αποθηκεύεται το υδρογόνο που παράγεται από τη μονάδα ηλεκτρόλυσης, η οποία με τη σειρά της τροφοδοτείται με την περίσσεια ενέργεια που παράγεται από τις ανεμογεννήτριες. Το υδρογόνο είναι σε αέρια μορφή ενώ δεν είναι απαραίτητη η ενσωμάτωση συμπιεστή, καθώς θεωρείται πως η μονάδα ηλεκτρόλυσης παράγει υδρογόνο σε πίεση υψηλότερη από το ανώτερο όριο της κυψέλης καυσίμου και ταυτόχρονα κοντά στο ανώτερο όριο πίεσης της δεξαμενής. Το αρχικό κόστος της δεξαμενής υδρογόνου τέθηκε στα 1.000 €/kg. Άλλες σημαντικές παράμετροι εισόδου που σχετίζονται με τη χρονική διάρκεια της προσομοίωσης, την ενεργειακή στρατηγική ελέγχου όπως το ελάχιστο επιτρεπόμενο φορτίο των γεννητριών, παραμένουν ίδιες με αυτές που αναφέρθηκαν στην ανάλυση του υπάρχοντος συστήματος παροχής ισχύος του νησιού.

II.4.2.2.2 Αποτελέσματα προσομοίωσης

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος για το νησί της Μήλου παρουσιάζονται στο Διάγραμμα II.4.6 και στον Πίνακα II.4.7. Για μια πιο ξεκάθαρη οπτική, οι αρχιτεκτονικές του υπάρχοντος και του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος του νησιού παρουσιάζονται αντίστοιχα στις Εικόνες II.4.7 και II.4.8. Τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται σε αυτό το μέρος της μελέτης προέκυψαν ύστερα από αρκετές προσομοιώσεις συνδυαζόμενες και με αρκετές αναλύσεις ευαισθησίας προκειμένου το λογισμικό να καταλήξει σε όσο το δυνατόν περισσότερο βιώσιμες λύσεις. Η βελτιστοποίηση των στοιχείων που συνθέτουν το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος έδειξε ότι αυτό αποτελείται από 30 ανεμογεννήτριες (28 Vestas V – 52 και 2 Vestas V – 44) και πέντε πλέον γεννήτριες ορυκτών καυσίμων (4 γεννήτριες μαζούτ και 1 γεννήτρια πετρελαίου). Οι αρκετές προσομοιώσεις που πραγματοποιήθηκαν ακόμα και μετά την κατάληξη στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος που παρουσιάζεται εδώ, έδειξαν ότι η γεννήτρια πετρελαίου μπορεί να παραμείνει ανενεργή για τους μήνες Ιανουάριος - Μάρτιος και Οκτώβριος - Δεκέμβριος χωρίς κανένα πρόβλημα για την κάλυψη του φορτίου. Αντίστοιχα, τους υπόλοιπους μήνες του χρόνου θα πρέπει οπωσδήποτε να λειτουργεί. Το γεγονός αυτό οδήγησε στο να θεωρηθεί η γεννήτρια πετρελαίου ενοικιαζόμενη μονάδα για τους μήνες Απρίλιος - Σεπτέμβριος όπου ο πληθυσμός και κατ' επέκταση η ζήτηση του φορτίου αυξάνονται λόγω αύξησης της τουριστικής

κίνησης. Σχετικά με τις τεχνολογίες υδρογόνου, η βελτιστοποίηση των μεγεθών τους, έδειξε ότι το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος θα πρέπει να ενσωματώνει μονάδα ηλεκτρόλυσης ονομαστικής ισχύος 2 MW, δεξαμενή υδρογόνου με δυνατότητα αποθήκευσης 3.000 kg και μονάδα κυψέλης καυσίμου τύπου PEM ονομαστικής ισχύος 1 MW.



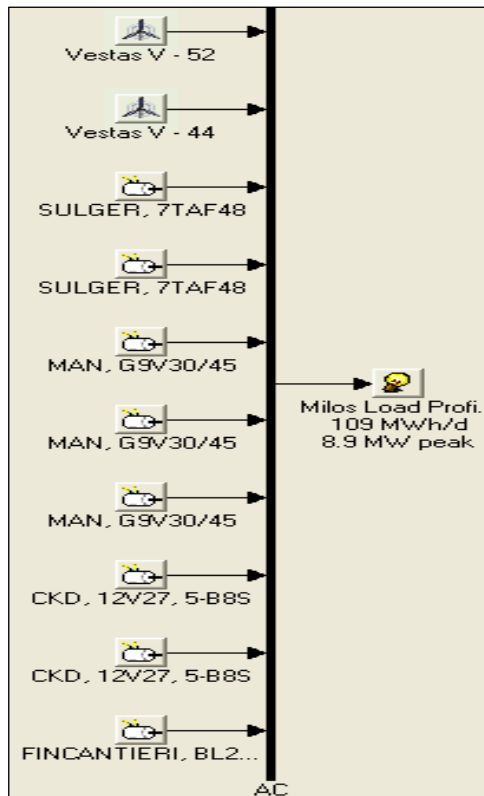
Διάγραμμα Π.4.6: Μέση μηνιαία παροχή ηλεκτρικής ισχύος για το προτεινόμενο σύστημα της Μήλου

Πίνακας Π.4.7: Ροή ενέργειας, εκπομπές ρύπων και κατανάλωση καυσίμων για το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος της Μήλου

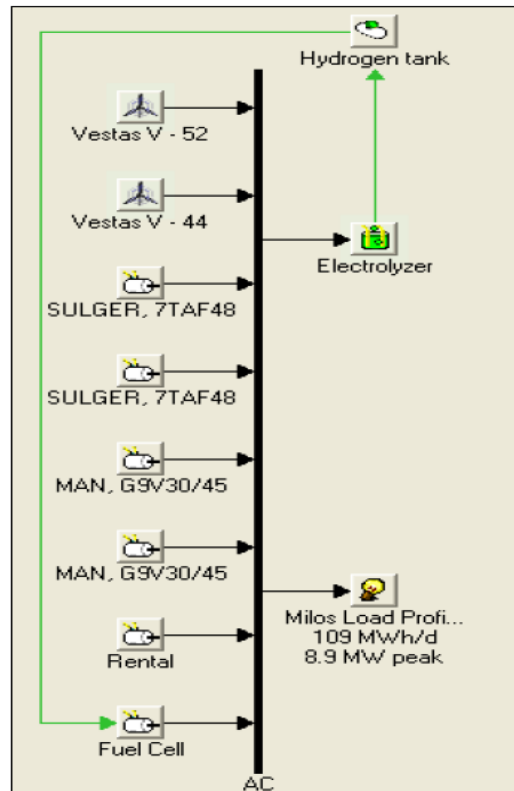
Παραγωγή	kWh/yr	%
Ανεμογεννήτριες	69.124.688	82
Γεννήτριες Ορυκτών Καυσίμων	13.069.436	15
Κυψέλη Καυσίμου	2.024.372	3
Σύνολο	84.218.496	100
Κατανάλωση	kWh/yr	%
Φορτίο (AC)	39.514.788	86
Φορτίο ηλεκτρόλυσης	6.243.824	14
Σύνολο	45.758.612	100
Ρύποι	Emissions (kg/yr)	
Διοξείδιο Άνθρακα	10.508.112	
Μονοξείδιο Άνθρακα	23.063	
Άκαυστοι H/C	2.555	
Σωματίδια	1.739	
Διοξείδιο Θείου	211.102	
Οξείδια Αζώτου	205.797	
Καύσιμο	Κατανάλωση (L/yr)	
Πετρέλαιο	147.078	
Μαζούτ	3.277.210	

Το 82% της συνολικά παραγόμενης ενέργειας προέρχεται από τις ανεμογεννήτριες ενώ το υπόλοιπο 15% προέρχεται από τις γεννήτριες ορυκτών καυσίμων. Η κυψέλη καυσίμου συμμετέχει με ποσοστό 3% στη συνολικά παραγόμενη ενέργεια. Έτσι, το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος έχει λόγο ανανεώσιμων πηγών ενέργειας 0,85. Το σύνολο της καταναλισκόμενης ενέργειας περιλαμβάνει την ενέργεια που απαιτείται για την κάλυψη του φορτίου του νησιού και την ενέργεια που τροφοδοτείται στη μονάδα ηλεκτρόλυσης προς παραγωγή υδρογόνου. Το ποσοστό της καταναλισκόμενης ενέργειας που απαιτείται για την κάλυψη του φορτίου ανέρχεται στο 86%, ενώ το ποσοστό της καταναλισκόμενης ενέργειας που τροφοδοτείται στη μονάδα ηλεκτρόλυσης ανέρχεται στο 14%. Η δυναμική έλλειψης και στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος είναι μηδενική καθώς δεν υπάρχει σε καμία περίπτωση ανεπάρκεια κάλυψης ανάμεσα στην απαιτούμενη και την

προσφερόμενη δυναμική ενέργειας. Οι λεπτομέρειες σχετικά με την παραγόμενη και την καταναλισκόμενη ενέργεια που περιγράφηκαν παραπάνω μαζί με τις εκπομπές ρύπων που προκύπτουν από τις γεννήτριες ορυκτών καυσίμων για το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος, συγκεντρώνονται στο Διάγραμμα Π.4.6 και στον Πίνακα Π.4.7. Οι εκπομπές ρύπων που προέρχονται από τη λειτουργία των γεννητριών ορυκτών καυσίμων έχουν ως εξής: 10.508 t/yr CO₂, 23 t/yr CO και 211 t/yr SO₂. Στον Πίνακα Π.4.6 παρουσιάζονται επίσης οι εκπομπές άκαυστων υδρογονανθράκων, σωματιδίων και οξειδίων του αζώτου. Η κατανάλωση του πετρελαίου και του μαζούτ ανέρχεται στα 147 και στα 3.277 m³/yr αντίστοιχα. Τέλος, το κόστος της παραγόμενης ενέργειας για το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος για το νησί της Μήλου ανέρχεται στα 0,160 €/kWh.



Εικόνα Π.4.7: Αρχιτεκτονική υπάρχοντος συστήματος παροχής ισχύος



Εικόνα Π.4.8: Αρχιτεκτονική προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος

II.4.2.3 Ανάλυση ευαισθησίας

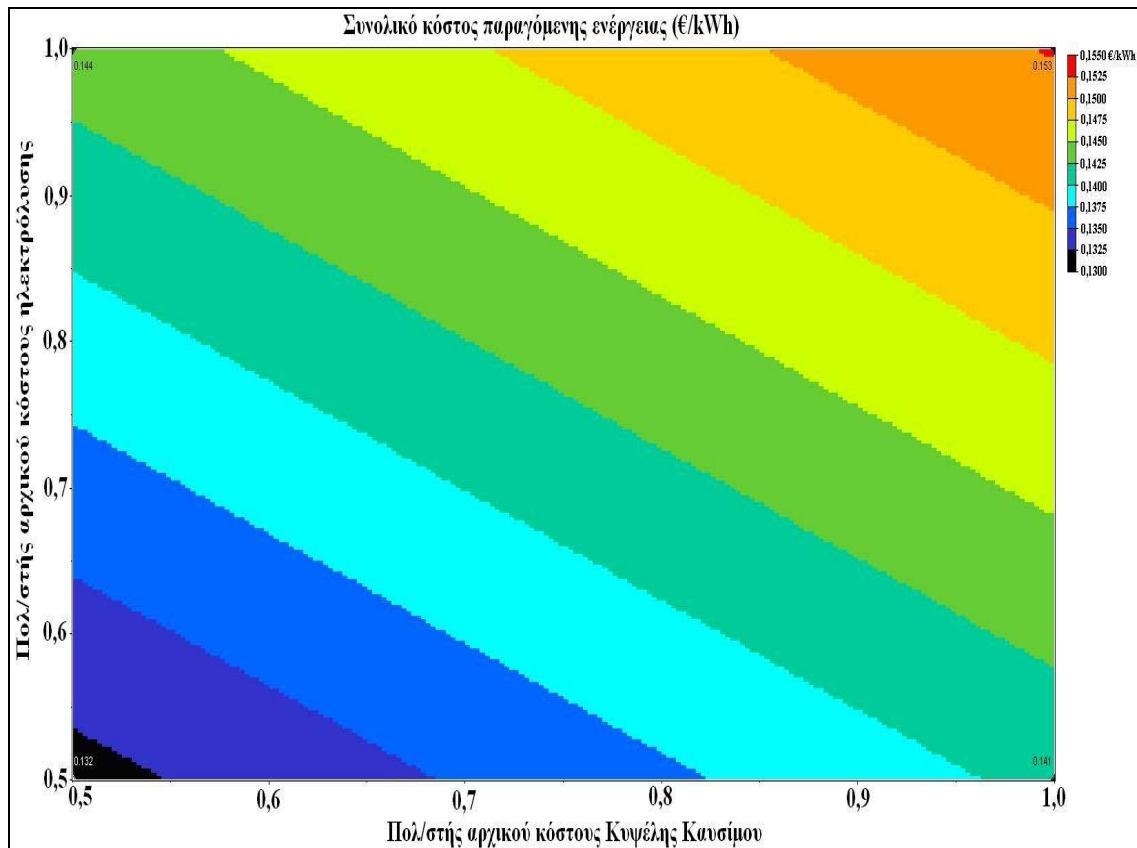
Ένα από τα σημαντικότερα συμπεράσματα που προκύπτουν από την ανάλυση των αποτελεσμάτων των προσομοιώσεων του υπάρχοντος και του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος για το νησί της Μήλου είναι ότι το κόστος της παραγόμενης ενέργειας αυξάνεται από 0,126 €/kWh σε 0,160 €/kWh (αύξηση 27% στο κόστος της kWh). Το τελευταίο είναι λογικό λαμβάνοντας υπόψη το γεγονός ότι το αρχικό κόστος των τεχνολογιών υδρογόνου (ηλεκτρόλυση, κυψέλη καυσίμου, δεξαμενή υδρογόνου) είναι κατά πολύ μεγαλύτερο από το αντίστοιχο κόστος των γεννητριών ορυκτών καυσίμων. Από την άλλη πλευρά, στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος υπάρχουν μόνο πέντε γεννήτριες ορυκτών καυσίμων, ενώ το υπάρχον σύστημα παροχής ισχύος ενσωματώνει οκτώ. Το γεγονός αυτό συνδέεται άμεσα και με το ότι στο προτεινόμενο σύστημα παρατηρείται σημαντική μείωση στην κατανάλωση πετρελαίου και μαζούτ και κατ' επέκταση σημαντική μείωση και στις εκπομπές ρύπων. Επιπροσθέτως, ο λόγος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αλλάζει από 0,13 που είναι στο υπάρχον σύστημα σε 0,85 που είναι στο προτεινόμενο, καθώς περισσότερο ποσοστό της συνολικά παραγόμενης ενέργειας προέρχεται από ΑΠΕ.

Η ανάλυση ευαισθησίας που παρουσιάζεται στην παρούσα μελέτη έχει πραγματοποιηθεί με σκοπό την εκτίμηση της επιρροής του κόστους των τεχνολογιών υδρογόνου και των ανεμογεννητριών στα αποτελέσματα των προσομοιώσεων που παρουσιάζονται παραπάνω. Το αρχικό κόστος της μονάδας ηλεκτρόλυσης, το αρχικό κόστος της κυψέλης καυσίμου και το αρχικό κόστος των ανεμογεννητριών είναι κρίσιμες παράμετροι εισόδου που επηρεάζουν σημαντικά το κόστος της παραγόμενης ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος. Η συγκεκριμένη ανάλυση ευαισθησίας ποσοτικοποιεί την αναμενόμενη μείωση στο κόστος της παραγόμενης ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος ως αποτέλεσμα πιθανής μείωσης του αρχικού κόστους του εξοπλισμού των τεχνολογιών υδρογόνου και του αρχικού κόστους των ανεμογεννητριών. Έτσι, στην υπο-ενότητα II.4.2.3.1 παρουσιάζονται αποτελέσματα ανάλυσης ευαισθησίας η οποία ενσωματώνει ταυτόχρονη πιθανή μείωση της τάξεως του 50% στο αρχικό κόστος της μονάδας ηλεκτρόλυσης και της κυψέλης καυσίμου, ενώ στην υπο-ενότητα II.4.2.3.2 ενσωματώνεται επιπλέον το σενάριο της χρηματοδότησης του 30% του αρχικού κόστους των ανεμογεννητριών. Τελικά, παρουσιάζονται και αποτελέσματα ανάλυσης

ευαισθησίας με σκοπό την εκτίμηση της επιρροής του κόστους των ορυκτών καυσίμων στο κόστος της παραγόμενης ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος.

II.4.2.3.1 Μείωση 50% στο αρχικό κόστος των τεχνολογιών υδρογόνου

Μείωση 50% στο αρχικό κόστος των τεχνολογιών υδρογόνου σημαίνει πως στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος το αρχικό κόστος της μονάδας ηλεκτρόλυσης και αντίστοιχα το αρχικό κόστος της κυψέλης καυσίμου αλλάζουν από 2.000 €/kW σε 1.000 €/kW και από 3.000 €/kW σε 1.500 €/kW. Καθώς δεν έχει αλλάξει καμία τεχνική παράμετρος εισόδου παρά μόνο οικονομικές, οι τεχνικές παράμετροι εξόδου που έχουν να κάνουν με τα αποτελέσματα της συγκεκριμένης ανάλυσης ευαισθησίας παραμένουν ίδιες με αυτές που παρουσιάστηκαν προηγουμένως στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος. Έτσι, η ενεργειακή ροή, η κατανάλωση ορυκτών καυσίμων, οι εκπομπές ρύπων και ο λόγος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας παραμένουν ως έχουν. Από την άλλη πλευρά και σχετικά με τις οικονομικές παραμέτρους εξόδου, η ανάλυση ευαισθησίας έδειξε ότι η πιθανή μείωση της τάξεως του 50% στο αρχικό κόστος του εξοπλισμού των τεχνολογιών υδρογόνου έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση κατά 13,1 % του συνολικού κόστους της παραγόμενης ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος. Αυτό σημαίνει πως το κόστος της παραγόμενης ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος για το νησί της Μήλου αλλάζει από 0,160 €/kWh σε 0,139 €/kWh. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας συγκεντρώνονται στην Εικόνα II.4.9. Είναι ενδεικτικό το ότι μειώνεται το συνολικό κόστος της παραγόμενης ενέργειας όταν μειώνεται το αρχικό κόστος του εξοπλισμού των τεχνολογιών υδρογόνου, αλλά στην παρούσα μελέτη περίπτωσης παραμένει υψηλότερο από το αντίστοιχο του υπάρχοντος συστήματος παροχής ισχύος για το νησί της Μήλου.



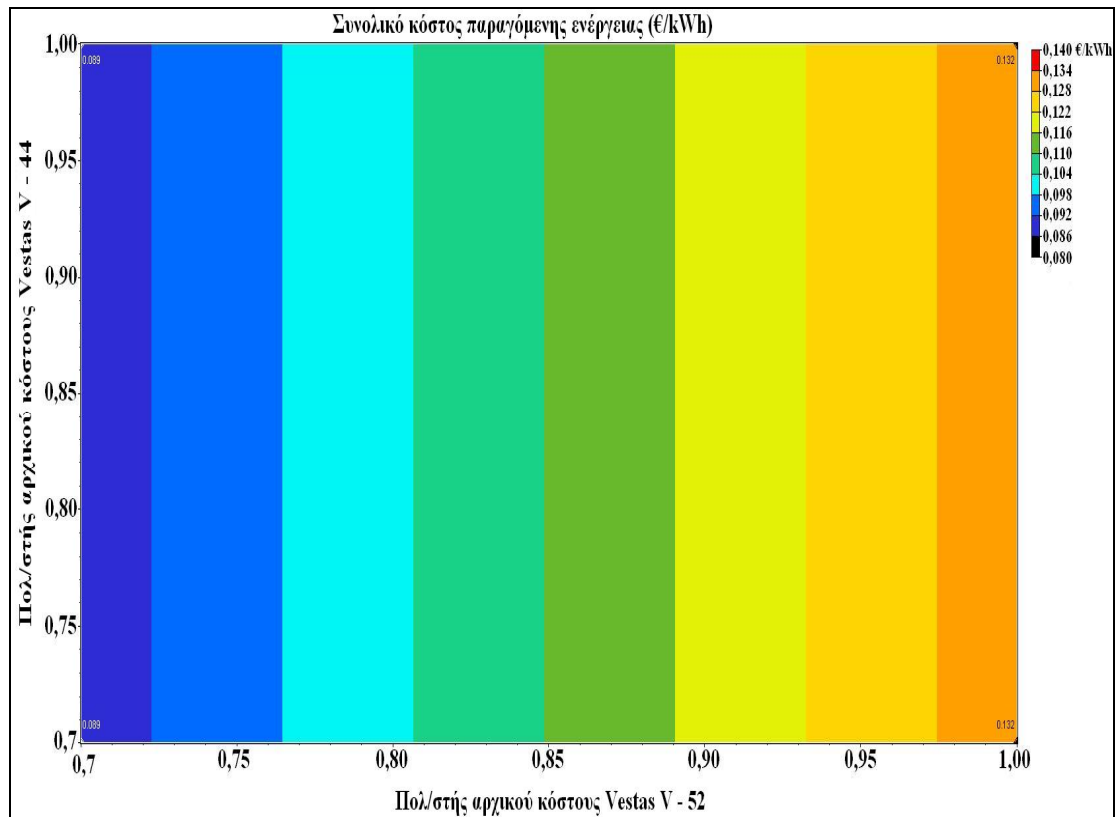
Εικόνα Π.4.9: Ο βαθμός επιρροής του κόστους των τεχνολογιών υδρογόνου

Π.4.2.3.2 Επιπλέον χρηματοδότηση 30% στο αρχικό κόστος των ανεμογεννητριών

Εδώ, η ανάλυση ευαισθησίας ενσωματώνει πιθανή μείωση της τάξεως του 50% στο αρχικό κόστος των τεχνολογιών υδρογόνου με ταυτόχρονη χρηματοδότηση ύψους 30% στο αρχικό κόστος των ανεμογεννητριών. Το τελευταίο σημαίνει πως για τις παραμέτρους εισόδου το αρχικό κόστος των ανεμογεννητριών αλλάζει από 1.000 €/kW σε 700 €/kW. Τα αρχικά κόστη της μονάδας ηλεκτρόλυσης και της κυψέλης καυσίμου παραμένουν 1.000 €/kW και 1.500 €/kW αντίστοιχα. Καθώς έχουν αλλάξει μόνο οικονομικές παράμετροι εισόδου, οι τεχνικές παράμετροι εξόδου στα αποτελέσματα της συγκεκριμένης ανάλυσης ευαισθησίας παραμένουν όπως και πριν ίδιες με αυτές που παρουσιάστηκαν στα αποτελέσματα της προσομοίωσης του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος. Από την άλλη πλευρά και σχετικά με τις οικονομικές παραμέτρους εξόδου, η ανάλυση ευαισθησίας έδειξε πως πιθανή μείωση 50% στο αρχικό κόστος του εξοπλισμού των τεχνολογιών υδρογόνου με ταυτόχρονη πιθανή χρηματοδότηση ύψους 30% επί του αρχικού κόστους των ανεμογεννητριών,

έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση κατά 41,2% του συνολικού κόστους παραγόμενης ενέργειας στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος (από 0,160 €/kWh σε 0,094 €/kWh). Παρατηρείται πως σε αυτή τη μελέτη περίπτωσης το συνολικό κόστος της παραγόμενης ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος για το νησί της Μήλου είναι χαμηλότερο από το αντίστοιχο του υπάρχοντος. Αποδεικνύεται λοιπόν έτσι πως, υπό βιώσιμες προϋποθέσεις, το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος που βασίζεται σε τεχνολογίες υδρογόνου ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας γίνεται περισσότερο ανταγωνιστικό.

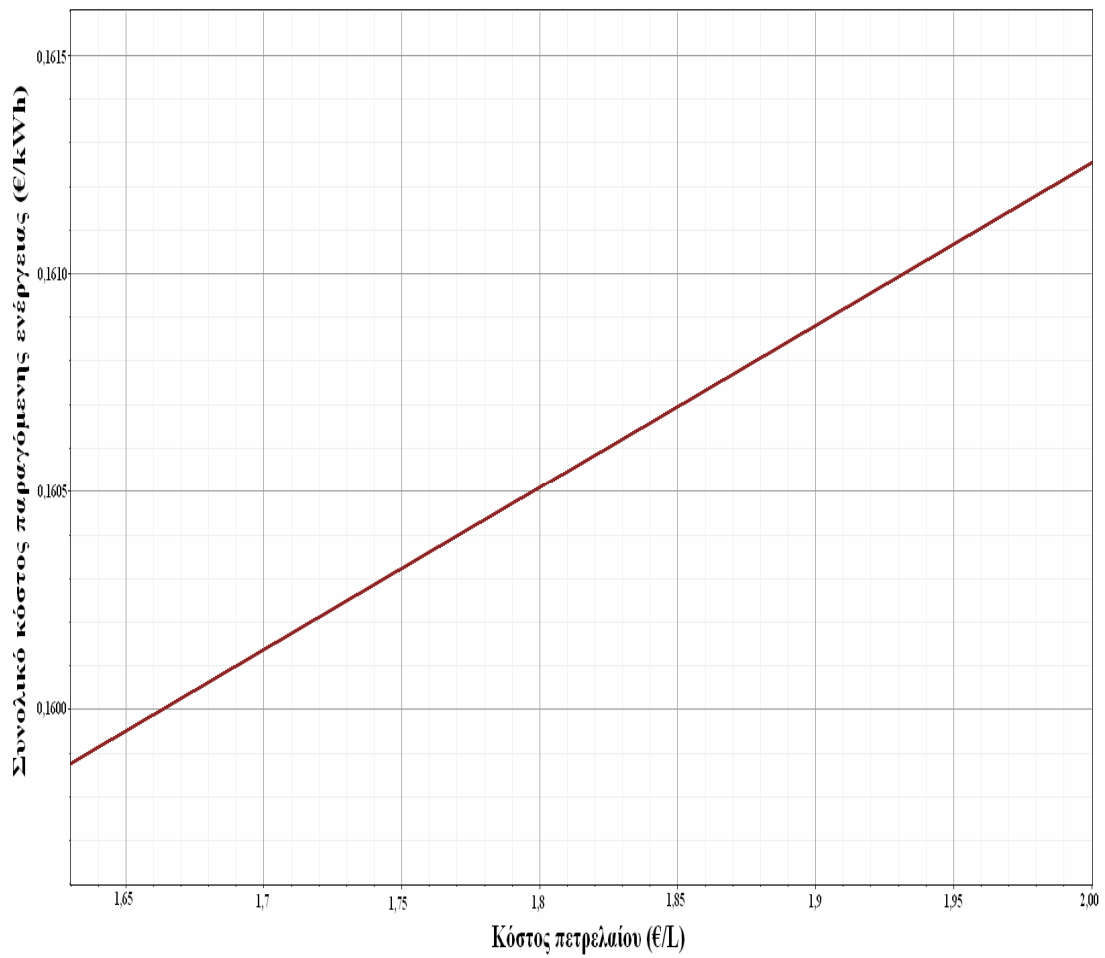
Τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας που αποτυπώνουν την επιρροή του κόστους των ανεμογεννητριών στο συνολικό κόστος παραγόμενης ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος παρουσιάζονται στην Εικόνα Π.4.10. Όπως παρατηρείται, ο βαθμός επιρροής του αρχικού κόστους της ανεμογεννήτριας Vestas V – 44 είναι κατά πολύ μικρότερος από τον αντίστοιχο της ανεμογεννήτριας Vestas V – 52. Το τελευταίο συμβαίνει καθώς στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος υπάρχουν 28 ανεμογεννήτριες Vestas V – 52 και μόλις 2 ανεμογεννήτριες Vestas V – 44. Σύμφωνα με το λογισμικό εργαλείο HOMER που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα μελέτη, το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος για το νησί της Μήλου που παρουσιάζεται εδώ δεν είναι και το οικονομικότερο βάσει του συνολικού κόστους παραγόμενης ενέργειας. Το βέλτιστο σύστημα παροχής ισχύος του νησιού σύμφωνα με το λογισμικό εργαλείο HOMER ενσωματώνει 28 ανεμογεννήτριες Vestas V – 52 και καμία ανεμογεννήτρια Vestas V – 44. Το τελευταίο όμως δεν είναι βιώσιμο καθώς όπως έχει αναφερθεί στο υπάρχον σύστημα παροχής ισχύος του νησιού υπάρχουν ήδη εγκατεστημένες δύο ανεμογεννήτριες Vestas V – 44.



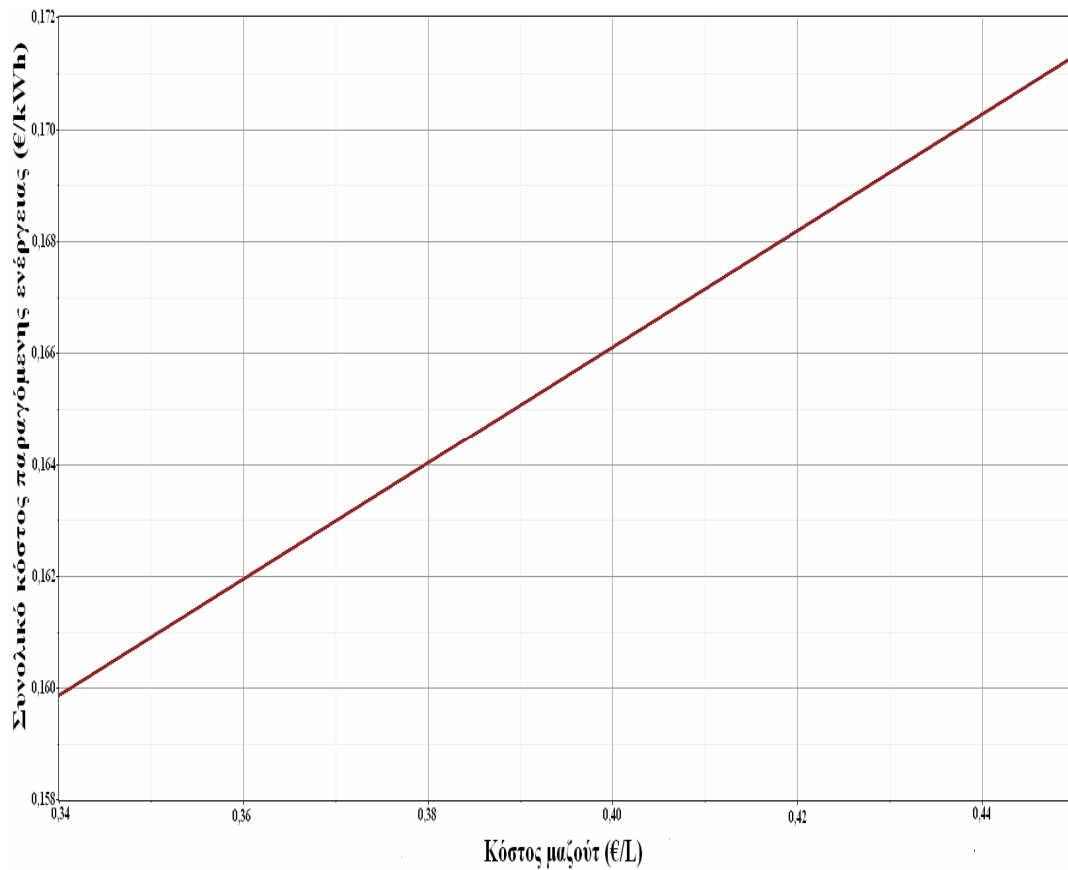
Εικόνα Π.4.10: Ο βαθμός επιρροής του κόστους των ανεμογεννητριών

Σε αυτό το σημείο της παρούσας μελέτης εξετάζεται ο βαθμός επιρροής μιας πιθανής αύξησης του κόστους των ορυκτών καυσίμων στο συνολικό κόστος παραγόμενης ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος. Η ανάλυση ευαισθησίας που πραγματοποιήθηκε για το σκοπό αυτό έγινε χωρίς να ληφθούν υπόψη η μείωση κατά 50% στο αρχικό κόστος του εξοπλισμού των τεχνολογιών υδρογόνου και η πιθανή χρηματοδότηση ύψους 30% στο αρχικό κόστος των ανεμογεννητριών. Τα αποτελέσματα της συγκεκριμένης ανάλυσης ευαισθησίας συγκεντρώνονται στα Διαγράμματα Π.4.7 και Π.4.8. Στο Διάγραμμα Π.4.7 απεικονίζεται η επιρροή του κόστους του πετρελαίου (η τιμή του κυμαίνεται στο διάστημα 1,65 – 2 €/lt) στο συνολικό κόστος παραγόμενης ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος, ενώ στο Διάγραμμα Π.4.8 απεικονίζεται η επιρροή του κόστους του μαζούτ (η τιμή του κυμαίνεται στο διάστημα 0,34 – 0,44 €/lt) στην ίδια παράμετρο (και στις δύο περιπτώσεις οι τιμές παραδοχής για τα δύο καύσιμα θεωρούνται ιδιαίτερα υψηλές). Το συμπέρασμα που προκύπτει και από τις δύο εικόνες είναι ότι ο βαθμός επιρροής του κόστους των δύο καυσίμων στο συνολικό κόστος παραγόμενης ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος δεν είναι τόσο σημαντικός συγκρίνοντας με το βαθμό

επιρροής του κόστους του εξοπλισμού των τεχνολογιών υδρογόνου και του κόστους των ανεμογεννητριών.



Διάγραμμα Π.4.7: Η επιρροή του κόστους του πετρελαίου



Διάγραμμα Π.4.8: Η επιρροή του κόστους του μαζούτ

Π.4.2.4 Σύγκριση προτεινόμενου και υπάρχοντος συστήματος παροχής ισχύος

Ο κύριος σκοπός της συγκεκριμένης υπο-ενότητας είναι η σύγκριση και η αξιολόγηση όλων των αποτελεσμάτων των προσομοιώσεων και των αναλύσεων ευαισθησίας που συγκεντρώνονται στους Πίνακες Π.4.8 και Π.4.9 που ακολουθούν:

Πίνακας Π.4.8: Κρίσιμες παράμετροι υπάρχοντος και προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος

Παράμετρος	Υπάρχον σύστημα	Προτεινόμενο σύστημα	- 50% στις τεχνολογίες H ₂	- 50% στις τεχνολογίες H ₂ και - 30% στις ανεμογεννήτριες
Συνολικό κόστος παραγόμενης ενέργειας (€/kWh)	0,126	0,160	0,139	0,094
Λόγος ΑΠΕ	0,13	0,85	0,85	0,85
Αριθμός γεννητριών ορυκτών καυσίμων	8	4+1	4+1	4+1
Αριθμός ανεμογεννητριών	3	30	30	30
Πετρέλαιο (m ³)	704,204	147,078	147,078	147,078
Μαζούτ (m ³)	8.126,111	3.277,210	3.277,210	3.277,210

Πίνακας Π.4.9: Εκπομπές ρύπων υπάρχοντος και προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος

Ρύποι	Εκπομπές (kg/yr)	
	Υπάρχον σύστημα	Προτεινόμενο σύστημα
Διοξείδιο Άνθρακα	26.952.910	10.508.112
Μονοξείδιο Άνθρακα	57.397	23.063
Άκαυστοι H/C	6.358	2.555
Σωματίδια	4.327	1.739
Διοξείδιο Θείου	525.239	211.102
Οξείδια Αζώτου	512.158	205.797

Στον Πίνακα Π.4.8 απεικονίζονται όλες οι σημαντικές τεχνο-οικονομικές παράμετροι των συστημάτων ισχύος που μελετήθηκαν. Παρουσιάζονται ταυτόχρονα το κόστος της παραγόμενης ενέργειας, ο λόγος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ο αριθμός των γεννητριών ορυκτών καυσίμων, ο αριθμός των ανεμογεννητριών και τέλος η

κατανάλωση πετρελαίου και μαζούτ. Το κόστος της συνολικά παραγόμενης ενέργειας για το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος γίνεται συγκρίσιμο με το αντίστοιχο του υπάρχοντος συστήματος όταν επιτευχθεί 50% μείωση στο αρχικό κόστος του εξοπλισμού των τεχνολογιών υδρογόνου ταυτόχρονα με πιθανή χρηματοδότηση ύψους 30% στο αρχικό κόστος των ανεμογεννητριών. Επίσης, στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος παρατηρείται μείωση περισσότερο του 50% στην κατανάλωση πετρελαίου και μαζούτ συγκριτικά με την αντίστοιχη κατανάλωση στο υπάρχον σύστημα. Όπως έχει ήδη αναφερθεί για το προτεινόμενο σύστημα και ύστερα από την ενσωμάτωση των σεναρίων που περιγράφηκαν παραπάνω, δεν υπάρχουν διαφορές σε τεχνικές παραμέτρους εξόδου (λόγος ΑΠΕ, αριθμός γεννητριών ορυκτών καυσίμων και ανεμογεννητριών, κατανάλωση πετρελαίου και μαζούτ) καθώς αλλάζουν μόνο οικονομικές παράμετροι εισόδου. Ο αριθμός των γεννητριών πετρελαίου και μαζούτ στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος σημειώνεται στον Πίνακα Π.4.8 ως «4+1» καθώς, όπως έχει ήδη αναφερθεί, η μία γεννήτρια πετρελαίου θεωρείται ενοικιαζόμενη για ορισμένο χρονικό διάστημα έξι μηνών. Στον Πίνακα Π.4.9 απεικονίζονται ταυτόχρονα οι εκπομπές ρύπων των δύο συστημάτων. Αντίστοιχα με την κατανάλωση πετρελαίου και μαζούτ, παρατηρείται και εδώ μείωση μεγαλύτερη της τάξεως του 50%.

Π.4.2.5 Συμπεράσματα

Η Μήλος είναι ένα μη διασυνδεδεμένο νησί που βρίσκεται στο νοτιοδυτικό τμήμα του Αιγαίου Πελάγους. Το υπάρχον σύστημα παροχής ισχύος του νησιού αποτελείται από οκτώ γεννήτριες ορυκτών καυσίμων και ένα αιολικό πάρκο. Ύστερα από την προσομοίωση του συγκεκριμένου συστήματος με το λογισμικό εργαλείο HOMER προέκυψε το συνολικό κόστος της παραγόμενης ενέργειάς του (0,126 €/kWh).

Πραγματοποιήθηκαν αρκετές προσομοιώσεις και αναλύσεις ευαισθησίας προκειμένου να εκτιμηθεί το συνολικό κόστος της παραγόμενης ενέργειας ενός προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος το οποίο ενσωματώνει μικρότερο αριθμό γεννητριών ορυκτών καυσίμων, μεγαλύτερο αριθμό ανεμογεννητριών και τεχνολογίες υδρογόνου ως μέσο αποθήκευσης της περίσσειας ενέργειας ανανεώσιμων πηγών. Οι προσομοιώσεις των μοντέλων αυτών που πραγματοποιήθηκαν με το λογισμικό εργαλείο HOMER, έδειξαν πως ένα τέτοιο σύστημα έχει μεγαλύτερο

κόστος παραγόμενης ενέργειας συγκριτικά με το υπάρχον (0,160 €/kWh). Αυτό συμβαίνει καθώς το αρχικό κόστος του εξοπλισμού των τεχνολογιών υδρογόνου και των ανεμογεννητριών είναι μεγαλύτερο από το αρχικό κόστος των γεννητριών ορυκτών καυσίμων.

Από την άλλη πλευρά, το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος για το νησί της Μήλου έχει μεγαλύτερο λόγο ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα ο λόγος αυτός αυξάνεται από 0,13 σε 0,85. Ακόμα, τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος έδειξαν ότι επιτυγχάνεται σημαντική μείωση μεγαλύτερη της τάξεως του 50%, συγκριτικά με το υπάρχον σύστημα, στην κατανάλωση πετρελαίου και μαζούτ αλλά και στην εκπομπή ρύπων όπως CO₂, CO, SO₂.

Τέλος, πραγματοποιήθηκαν αναλύσεις ευαισθησίας προκειμένου να εκτιμηθεί ο βαθμός επιρροής του αρχικού κόστους του εξοπλισμού των τεχνολογιών υδρογόνου και των ανεμογεννητριών στο συνολικό κόστος παραγόμενης ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος. Τα αποτελέσματα έδειξαν πως μια πιθανή μείωση της τάξεως του 50% στο αρχικό κόστος του εξοπλισμού των τεχνολογιών υδρογόνου, οδηγεί το συνολικό κόστος παραγόμενης ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος στα 0,139 €/kWh. Μία επιπλέον χρηματοδότηση ύψους 30% στο αρχικό κόστος των ανεμογεννητριών, οδηγεί πλέον το συνολικό κόστος παραγόμενης ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος στα 0,094 €/kWh, καθιστώντας έτσι το συγκεκριμένο σύστημα οικονομικά ανταγωνιστικό με το υπάρχον.

II.4.3 Τεχνο-οικονομική ανάλυση κάλυψης ενεργειακών αναγκών στον τομέα των μεταφορών για τον νησί της Μήλου μέσω τεχνολογιών υδρογόνου

Ύστερα από αναλυτικότερη μελέτη των αποτελεσμάτων των προσομοιώσεων του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος για το νησί της Μήλου, προέκυψε το γεγονός πως το συγκεκριμένο σύστημα απορρίπτει ενέργεια. Η περίσσεια ενέργεια που απορρίπτεται είναι εκείνη που προέρχεται από τις ανεμογεννήτριες και δεν μπορεί να διοχετευθεί στη μονάδα ηλεκτρόλυσης, καθώς εκείνες τις στιγμές είτε η δεξαμενή υδρογόνου είναι γεμάτη, είτε η ισχύς της μονάδας της ηλεκτρόλυσης δεν είναι αρκετή έτσι ώστε να απορροφήσει ολόκληρη την περίσσεια ενέργειας. Σε άλλες

περιπτώσεις, περίσσεια ενέργειας μπορεί να προκύπτει και από τις γεννήτριες ορυκτών καυσίμων για τις οποίες έχει αναφερθεί ότι το ποσοστό της ισχύος που παρέχουν δεν μπορεί να είναι μικρότερο του 50% της ονομαστικής τους ισχύς. Εξ' αιτίας του συγκεκριμένου περιορισμού, προκύπτουν χρονικές στιγμές που οι γεννήτριες ορυκτών καυσίμων παρέχουν ενέργεια μεγαλύτερη από όση χρειάζεται πραγματικά για την κάλυψη του φορτίου του νησιού εκείνη τη στιγμή. Η διαφορά αυτή της ενέργειας λογίζεται από το εργαλείο HOMER ως περίσσεια και θεωρείται ότι απορρίπτεται από το σύστημα.

Στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος και σύμφωνα με το λογισμικό εργαλείο HOMER φαίνεται ότι 38.459.936 kWh σπαταλούνται ετησίως. Το τελευταίο μεταφράζεται αλλιώς και ως 45,7% περίσσεια ενέργειας για κάθε χρόνο προσομοίωσης. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με την πλήρη εξάρτηση των δημόσιων και δημοτικών μεταφορών του νησιού από το πετρέλαιο δεν αποτελεί αμελητέα οικονομική και περιβαλλοντική αξία. Μια νέα προσέγγιση στην οποία αυτή η ενέργεια θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί είναι επιθυμητή και ως εκ τούτου, απαιτείται περαιτέρω έρευνα προκειμένου αυτό το τεράστιο ποσό ενέργειας να γίνει εκμεταλλεύσιμο προσφέροντας χρησιμότητα και πλεονεκτήματα σε διάφορους τομείς της καθημερινότητας του νησιού. Στην παρούσα υπο-ενότητα της διδακτορικής διατριβής, έγινε προσπάθεια να εξεταστεί η χρήση αυτής της περίσσειας ενέργειας προς παραγωγή υδρογόνου με σκοπό τη χρησιμοποίησή του σε οχήματα υδρογόνου τα οποία θα μπορεί να αντικαταστήσουν τα ήδη υπάρχοντα.

Η κεντρική ιδέα της παρούσας υπο-ενότητας είναι η προσομοίωση και διαστασιολόγηση ενός συστήματος το οποίο εκμεταλλεύόμενο την περίσσεια ενέργειας που αναφέρθηκε προηγουμένως, θα παράγει το απαραίτητο υδρογόνο για την τροφοδοσία λεωφορείων κυψελών καυσίμου, τα οποία με τη σειρά τους θα καλύπτουν τις ανάγκες της Μήλου στον τομέα των δημοτικών μεταφορών. Το υδρογόνο θα παράγεται από μια επιπλέον μονάδα αλκαλικής ηλεκτρόλυσης. Ξεκινώντας από την περίσσεια ενέργειας (38.459.936 kWh/yr) και βάσει της Ανώτερης Θερμογόνου Δυνάμεως (ΑΘΔ) του υδρογόνου (38,88 kWh/kg), έχουμε ότι θεωρητικά μπορούν από αυτή την ενέργεια να παραχθούν:

$$38.459.936 / 38,88 = 989.195,88 \text{ kg H}_2/\text{yr}$$

Θεωρώντας για την επιπλέον μονάδα αλκαλικής ηλεκτρόλυσης απόδοση 80% και συντελεστή δυναμικότητας (capacity factor) 0,986, η διαστασιολόγηση μέσω του εργαλείου HOMER έδειξε πως η ονομαστική της ισχύς θα πρέπει να είναι 4.500 kW. Έτσι λοιπόν η μονάδα αυτή τροφοδοτούμενη με την περίσσεια ενέργειας που προέρχεται από το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος (μεταφρασμένη σε μονάδες kg H₂/yr), θα μπορεί να παράγει:

$$989.195,88 * 0,8 * 0,986 = 780.277,71 \text{ kg H}_2/\text{yr}$$

Αναμφίβολα, το ποσό της περίσσειας ενέργειας είναι αρκετά μεγάλο για να τροφοδοτηθεί ολόκληρο σε μονάδα ηλεκτρόλυσης προς παραγωγή υδρογόνου. Ακολουθεί ανάλυση προκειμένου να βρεθεί το ποσοστό της περίσσειας ενέργειας που χρειάζεται προκειμένου να καλυφθούν οι ανάγκες του νησιού στον τομέα των δημοτικών μεταφορών.

Οι δημοτικές συγκοινωνίες της Μήλου, αποτελούμενες κατά αποκλειστικότητα από λεωφορεία, καλύπτουν το σύνολο του νησιού με 6 διαφορετικές διαδρομές. Συνοπτικά οι διαδρομές αυτές φαίνονται παρακάτω ενώ στην Εικόνα Π.4.11 αποτυπώνεται και μια άποψη της Μήλου:

- Διαδρομή 1: Αδάμαντας – Τρυπητή – Αδάμαντας
- Διαδρομή 2: Αδάμαντας – Πάχαινα – Φυλακωπή – Απολλώνια - Αδάμαντας
- Διαδρομή 3: Αδάμαντας – Παλιοχώρι – Ζεφυρία – Αδάμαντας
- Διαδρομή 4: Αδάμαντας – Αχιβαδολίμνη – Προβατάς – Αδάμαντας
- Διαδρομή 5: Αδάμαντας – Σαρακίνικο – Αδάμαντας
- Διαδρομή 6: Αδάμαντας – Κατασκήνωση – Αδάμαντας



Εικόνα Π.4.11: Άποψη της Μήλου

Το σύνολο των χιλιομέτρων που διανύονται και λαμβάνοντας υπόψη πως ορισμένες διαδρομές εκτελούνται σε περιόδους αυξημένης τουριστικής περιόδου, φαίνεται παρακάτω στον Πίνακα Π.4.10 (τουριστικός οδηγός Μήλου, 2010):

Πίνακας Π.4.10: Χιλιομετρικές αποστάσεις διανυόμενες από τις δημοτικές συγκοινωνίες

Διαδρομή Λεωφορείου	Απόσταση (km/μέρα)	Απόσταση (km/χρόνο)
1	180	65.700
2	190, 8	69.642
3	133	48.545
4	136	49.640
5	29, 4	5.350, 8
6	116, 6	21.221, 2
Σύνολο	785, 8	260.099

Στην Εικόνα Π.4.12 φαίνεται το λεωφορείο που ενσωματώνει κυψέλες καυσίμου για την κίνησή του και χρησιμοποιήθηκε από την βιβλιογραφία (HyFLEET, CUTE InformAtion Centre, 2009) ως σημείο αναφοράς:



Εικόνα Π.4.12: Λεωφορείο κυψελών καυσίμου

Το συγκεκριμένο λεωφορείο διαθέτει τα παρακάτω τεχνικά χαρακτηριστικά: 250 km αυτονομία, μέγιστη ταχύτητα 65 km/hr και κατανάλωση 7,5 kg H₂/ 100 km. Σύμφωνα με την κατανάλωση του συγκεκριμένου λεωφορείου (0,075 kg H₂/ km) και υποθέτοντας ότι αυτό θα μπορούσε να διανύει τα συνολικά χιλιόμετρα (260.099 km) που φαίνονται στον Πίνακα 4.9, τότε η ετήσια απαίτηση σε υδρογόνο θα ήταν:

$$260.099 * 0,075 = 19.507,425 \text{ kg H}_2/\text{yr}$$

Η ποσότητα αυτή αποτελεί περίπου το 2% της ποσότητας του υδρογόνου που μπορεί να παραχθεί από το σύνολο της περίσσειας ενέργειας όπως αναφέρθηκε αρχικά. Η ποσότητα αυτή επίσης, θα μπορεί να παράγεται από μονάδα αλκαλικής ηλεκτρόλυσης η οποία θα τροφοδοτείται με ορισμένο ποσοστό της περίσσειας ενέργειας που προκύπτει από το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος. Με τη βοήθεια του HOMER και θεωρώντας απόδοση 80% και συντελεστή δυναμικότητας (capacity

factor) 0,965, βρέθηκε ότι η ονομαστική ισχύς της μονάδας αλκαλικής ηλεκτρόλυσης η οποία θα παράγει το απαιτούμενο υδρογόνο για το σκοπό που περιγράφεται είναι 115 kW. Ο συντελεστής δυναμικότητας (capacity factor) ενσωματώνεται από το ίδιο το λογισμικό στις προσομοιώσεις συστημάτων και είναι διαφορετικός σε κάθε περίπτωση. Η μονάδα αυτή σύμφωνα με το λογισμικό δύναται να παράγει 19.710 kg H₂/yr τα οποία καλύπτουν την ετήσια απαίτηση που υπολογίστηκε παραπάνω.

Η μελέτη περίπτωσης που αναλύεται παραπάνω αποτελεί μία πρόταση προκειμένου να αξιοποιηθεί προς όφελος του νησιού ορισμένο ποσοστό της περίσσειας ενέργειας που προκύπτει από το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος. Όπως προέκυψε από την ανάλυση αυτή μόλις το 2% της περίσσειας ενέργειας αρκεί προκειμένου να καλυφθούν ενεργειακά οι ανάγκες της Μήλου στον τομέα των δημοτικών μεταφορών.

III. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ – ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΕΡΕΥΝΑΣ

III. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ – ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΕΡΕΥΝΑΣ

Στο πρώτο κεφάλαιο του θεωρητικού μέρους παρουσιάστηκαν τεχνολογίες παραγωγής, αποθήκευσης και επαναχρησιμοποίησης του υδρογόνου προς παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Έμφαση δόθηκε σε κεντρικά αλλά και αποκεντρωμένα συστήματα παροχής ισχύος. Σχετικά με την παραγωγή υδρογόνου, η ηλεκτρόλυση του νερού και η αναμόρφωση του φυσικού αερίου φαίνεται να είναι οι επικρατέστερες μέθοδοι. Η ηλεκτρόλυση του νερού είναι μία δοκιμασμένη τεχνολογία και μπορεί να εφαρμοστεί στο πρώιμο στάδιο ανάπτυξης υποδομών υδρογόνου για τον τομέα των μεταφορών. Οι μικρής κλίμακας αναμορφωτές φυσικού αερίου δεν είναι τόσο ευρέως διαδεδομένοι εμπορικά, παρόλο που υπάρχουν αρκετές τέτοιες μονάδες εγκατεστημένες στα πλαίσια επιδεικτικών έργων. Μεσοπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα η παραγωγή υδρογόνου η οποία βασίζεται σε ορυκτά καύσιμα, αποτελεί βιώσιμη λύση σε συνδυασμό όμως με την περαιτέρω εξέλιξη και εφαρμογή τεχνολογιών δέσμευσης και αποθήκευσης CO₂.

Σχετικά με την αποθήκευση του υδρογόνου παρουσιάστηκαν μέθοδοι και τεχνολογίες με διάφορα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα. Η πολύ χαμηλή θερμοκρασία υγροποίησης του υδρογόνου και το χαμηλό ενεργειακό του περιεχόμενο ανά μονάδα όγκου αποτελούν τα κύρια εμπόδια. Η επιλογή της μεθόδου αποθήκευσης εξαρτάται κατά κύριο λόγο από τον τύπο της εφαρμογής (σταθερές εφαρμογές ή εφαρμογές στον τομέα των μεταφορών) και από τις απαιτήσεις ασφάλειας. Η αποθήκευση του αερίου υδρογόνου υπό πιέσεις μέχρι και 700 bar αποτελεί σύνηθες φαινόμενο. Το υγροποιημένο υδρογόνο αποτελεί ανταγωνιστική τεχνολογία κυρίως στον τομέα των μεταφορών.

Το μεγάλο πλεονέκτημα των κυψελών καυσίμου είναι η μεγαλύτερη απόδοση τους συγκριτικά με τις μηχανές εσωτερικής καύσης. Το τελευταίο συμβαίνει καθώς απουσιάζουν τα κινούμενα μέρη από τις συστοιχίες τους. Η απόδοση ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται ηλεκτροχημικά. Αντίστοιχα, το κύριο μειονέκτημά τους είναι το υψηλό τους κόστος. Υπάρχει πολύ μεγάλη αβεβαιότητα σχετικά με το πότε θα είναι βιώσιμο να εισαχθούν οι κυψέλες καυσίμου στην αγορά ενέργειας. Εκτός από το υψηλό τους κόστος αλλά και το εύρος το οποίο αυτό παρουσιάζει, πρέπει να αντιμετωπιστούν και περαιτέρω τεχνικά θέματα, όπως για παράδειγμα η αύξηση της διάρκειας ζωής τους.

Το υδρογόνο παρουσιάζεται και ως φορέας ή αλλιώς μέσω αποθήκευσης ενέργειας σε υβριδικά συστήματα παροχής ισχύος. Ο τρόπος με τον οποίο αυτό πραγματοποιείται μαζί με άλλες ανταγωνίστηκες τεχνολογίες που εξυπηρετούν τον ίδιο σκοπό, παρουσιάστηκαν στο δεύτερο κεφάλαιο του θεωρητικού μέρους. Αντίστοιχα, στο τρίτο κεφάλαιο παρουσιάστηκαν υπάρχοντα συστήματα παροχής ισχύος σε επίπεδο σταθερών εφαρμογών και νησιών, τα οποία ενσωματώνουν κυρίως τεχνολογίες υδρογόνου αλλά και μπαταρίες ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας. Οι μπαταρίες ενώ είναι το πιο διαδεδομένο μέσο αποθήκευσης ενέργειας, παρουσιάζουν μικρή ενεργειακή πυκνότητα ανά μονάδα βάρους, ενώ πρέπει να λυθούν και θέματα που έχουν να κάνουν με την αύξηση του συνολικού αριθμού φορτίσεων – εκφορτίσεών τους και κατ' επέκταση με τη διάρκεια ζωής τους. Η αντλιοταμίευση είναι ώριμη τεχνολογία η οποία παρουσιάζει και υψηλή απόδοση, αλλά από την άλλη πλευρά εξαρτάται από παράγοντες όπως η μορφολογία του εδάφους. Η αφαλάτωση είναι έμμεσος τρόπος εκμετάλλευσης ηλεκτρικής ενέργειας που σε διαφορετική περίπτωση θα έπρεπε να απορριφθεί για λειτουργικούς λόγους. Σε περιπτώσεις νησιών, χρησιμεύει για την μετατροπή νερού σε εκμεταλλεύσιμη μορφή. Οι τεχνολογίες υδρογόνου τέλος είναι σαφώς η λιγότερο διαδεδομένη λύση για την αποθήκευση ενέργειας. Το κόστος τους είναι υψηλότερο, ενώ και η εξάρτηση της διάδοσής τους από κοινωνικούς και πολιτικούς παράγοντες είναι δεδομένη. Αποδεδειγμένα όμως μπορούν να συμβάλουν στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στα νησιά (Utsira και Coigno), αλλά και στην γενικότερη απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας μέσω του τομέα των μεταφορών όπως παρουσιάστηκε στο τελευταίο κεφάλαιο του θεωρητικού μέρους. Η χρήση των οχημάτων κυψελών καυσίμου σε συνδυασμό με τη χρήση ηλεκτρικών οχημάτων μπαταρίας, εκτός του ότι συμβάλλει προς την παραπάνω κατεύθυνση, συμβάλει κατά πολύ και στη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.

Στο πειραματικό μέρος παρουσιάστηκαν κυρίως αποτελέσματα λειτουργίας και επεξεργασία δεδομένων από μονάδες παραγωγής και επαναχρησιμοποίησης υδρογόνου. Σκοπός ήταν να χρησιμοποιηθούν ως κύριοι παράμετροι εισόδου στο λογισμικό HOMER, έτσι ώστε να μελετηθεί η εφαρμογή τους σε ολοκληρωμένα συστήματα ΑΠΕ και τεχνολογιών υδρογόνου αλλά και στον τομέα των μεταφορών.

Για την κυψέλη καυσίμου τύπου PEM το κύριο συμπέρασμα που προκύπτει είναι πως η συνολική απόδοση του συστήματος σε μεσαία και χαμηλότερα από την ονομαστική της ισχύ (5 kW) φορτία προσεγγίζει το 50%. Αυτό που επισημαίνεται είναι πως σε

πολύ μικρά φορτία ($< 1 \text{ kW}$) η στιγμιαία απόδοση επίσης προσεγγίζει τα ίδια επίπεδα, σε μεγαλύτερο όμως χρονικό διάστημα λειτουργίας. Η συνολική απόδοση του συστήματος είναι λίγο χαμηλότερη από 50% όταν η μονάδα λειτουργεί υπό υψηλά φορτία τα οποία προσεγγίζουν πλέον την ονομαστική της ισχύ. Πάνω στην κυψέλη καυσίμου, έχει ενσωματωθεί και μία συστοιχία τεσσάρων μπαταριών 12V και 33 Ah η καθεμιά. Απώτερος στόχος ύπαρξης της συστοιχίας των μπαταριών είναι η αδιάκοπη κάλυψη του φορτίου σε συνδυασμό βέβαια με την συστοιχία της κυψέλης καυσίμου. Τα πειράματα παράλληλης λειτουργίας συστοιχίας και μπαταριών οδήγησαν στο συμπέρασμα πως κατά την εκκίνηση της μονάδας και κατά την αύξουσα μεταβολή φορτίου, μέρος του συνολικού ρεύματος που απαιτείται καλύπτεται από τις μπαταρίες και διαρκεί όσο χρόνο χρειάζεται η συστοιχία να προσαρμοστεί στα νέα δεδομένα φορτίου. Με αυτό τον τρόπο η απόκριση της μονάδας είναι άμεση σε κάθε αλλαγή φορτίου. Αντίστοιχα για την αλκαλική μονάδα ηλεκτρόλυσης το κύριο συμπέρασμα που προκύπτει είναι πως με την αύξηση του φορτίου, του υδρογόνου δηλαδή που παράγεται, η συνολική απόδοση του συστήματος μειώνεται. Σε χαμηλά φορτία η απόδοση του συστήματος ξεπερνά το 80%, ενώ σε υψηλότερα φορτία η απόδοση κυμαίνεται μεταξύ 72 και 78%.

Τα παραπάνω συμπεράσματα από τα πειραματικά αποτελέσματα χρησιμοποιήθηκαν ως κύριοι παράμετροι εισόδου στο λογισμικό HOMER προκειμένου να μελετηθεί η ενσωμάτωση των τεχνολογιών υδρογόνου ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας σε υπάρχοντα συστήματα παροχής ισχύος. Για την πρώτη περίπτωση που αφορούσε την παροχή ισχύος για μια αυτόνομη εξοχική κατοικία, η οποία μέχρι τώρα βασίζεται σε σύστημα με φωτοβολταϊκά και γεννήτρια πετρελαίου diesel, οι προσομοιώσεις, οι βελτιστοποιήσεις, οι αναλύσεις ευαισθησίας και η τεχνο-οικονομική ανάλυση που πραγματοποιήθηκε έδειξαν πως:

- Προκειμένου να αντικατασταθεί η γεννήτρια πετρελαίου diesel είναι απαραίτητη η αύξηση της ονομαστικής ισχύος των φωτοβολταϊκών.
- Η ενσωμάτωση τεχνολογιών υδρογόνου ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας θα έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του αριθμού των μπαταριών και υπό περιπτώσεις την πλήρη αντικατάστασή τους.

- Στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος οι εκπομπές όπως το CO₂, το CO, οι άκαυστοι υδρογονάνθρακες, τα σωματίδια, το SO₂ και τα NO_x είναι σχεδόν μηδενικές.
- Το κόστος του υπάρχοντος συστήματος παροχής ισχύος είναι μικρότερο συγκριτικά με το προτεινόμενο.
- Μία πιθανή μείωση του αρχικού κόστους των τεχνολογιών υδρογόνου σε συνδυασμό και με τη διαφορά στις εκπομπές που αναφέρθηκαν παραπάνω, καθιστά το προτεινόμενο σύστημα περισσότερο ανταγωνιστικό.

Κατά την δεύτερη περίπτωση εξετάστηκε η ενσωμάτωση τεχνολογιών υδρογόνου στο νησί της Μήλου. Αφού αναλύθηκε το υπάρχον σύστημα παροχής ισχύος του νησιού, το οποίο αποτελείται από θερμικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τρεις ανεμογεννήτριες, πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις προτεινόμενων συστημάτων ισχύος τα οποία ενσωματώνουν τεχνολογίες υδρογόνου. Ύστερα από τη βελτιστοποίηση του προτεινόμενου συστήματος πραγματοποιήθηκε περαιτέρω τεχνο-οικονομική ανάλυση και αναλύσεις ευαισθησίας και τα συμπεράσματα που προέκυψαν είναι τα εξής:

- Το κόστος του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος για το νησί της Μήλου είναι υψηλότερο συγκριτικά με το υπάρχον (0,160 και 0,126 €/kWh αντίστοιχα).
- Το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος αποτελείται από περισσότερες ανεμογεννήτριες, λιγότερες θερμικές μονάδες παραγωγής, ενώ ενσωματώνει τεχνολογίες υδρογόνου ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας.
- Στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος επιτυγχάνεται μείωση περισσότερο από 50% στην κατανάλωση ορυκτών καυσίμων.
- Στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος επιτυγχάνεται μείωση περισσότερο από 50% στην εκπομπή ρύπων όπως το CO₂, το CO και το SO₂.
- Στο προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος επιτυγχάνεται σημαντική αύξηση στο ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ (από 13% σε 85%).
- Μείωση (ή επιδότηση) 50% στο κόστος των τεχνολογιών υδρογόνου έχει ως αποτέλεσμα σημαντική μείωση και στο κόστος της παραγόμενης ενέργειας από το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος (από 0,160 σε 0,139 €/kWh).

- Ταυτόχρονη μείωση (ή επιδότηση) 50% στο κόστος των τεχνολογιών υδρογόνου και 30% στο κόστος των ανεμογεννητριών, έχει ως αποτέλεσμα το κόστος της παραγόμενης ενέργειας από το προτεινόμενο σύστημα παροχής ισχύος να μειώνεται σε επίπεδα χαμηλότερα ακόμα και από το αντίστοιχο κόστος του υπάρχοντος συστήματος (0,094 και 0,126 €/kWh αντίστοιχα).

Ύστερα από αναλυτικότερη μελέτη των αποτελεσμάτων των προσομοιώσεων του προτεινόμενου συστήματος παροχής ισχύος για το νησί της Μήλου, προέκυψε το γεγονός πως από το συγκεκριμένο σύστημα προκύπτει πλεονάζουσα ενέργεια. Με τη βοήθεια του ίδιου λογισμικού προέκυψε το συμπέρασμα πως ορισμένο ποσοστό της πλεονάζουσας ενέργειας, δύναται να χρησιμοποιηθεί προς κάλυψη 100% των ενεργειακών αναγκών των δημοτικών μεταφορών του νησιού.

Ένα γενικό συμπέρασμα που προκύπτει από τις δύο βασικές αναλύσεις για τα δύο συστήματα παροχής ισχύος, αλλά και από τη μελέτη για την περαιτέρω εκμετάλλευση της πλεονάζουσας ενέργειας στον τομέα των μεταφορών, είναι πως με μια πιθανή μείωση (ή επιδότηση) του κόστους των τεχνολογιών υδρογόνου, τα υβριδικά συστήματα ΑΠΕ – Τεχνολογιών υδρογόνου καθίστανται ιδιαίτερα ανταγωνιστικά συγκριτικά με τα υπάρχοντα. Επιπλέον, συμβάλλουν σημαντικά στη μείωση των ρύπων, στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο και στην απεξάρτηση από ορυκτά καύσιμα στους τομείς της ηλεκτροπαραγωγής και των μεταφορών.

Με την εμπειρία και την γνώση που αποκτήθηκε κατά την διάρκεια της διατριβής, προτείνονται οι ακόλουθες ερευνητικές δράσεις:

- Βελτιστοποίηση της διάρκειας ζωής και της απόδοσης, καθώς και μείωση του κόστους των κυψελών καυσίμου τύπου PEM μέσω τεχνολογίας υλικών.
- Ανάπτυξη μεμβρανών κυψελών καυσίμου τύπου PEM μεγαλύτερης αντοχής στο μονοξείδιο και το διοξείδιο του άνθρακα.
- Ανάπτυξη μεμβρανών κυψελών καυσίμου τύπου PEM με δυνατότητα λειτουργίας σε υψηλές θερμοκρασίες (> 70 °C).
- Βελτιστοποίηση της αποθηκευτικής ικανότητας των μεταλλοϋδριδίων ως μέσο αποθήκευσης αέριου υδρογόνου.

- Δημιουργία τεχνικών κανονισμών και προτύπων για την ασφαλή και αποδοτική χρήση υδρογόνου και εφαρμογών κυψελών καυσίμου.
- Έρευνες αγοράς και κοινωνικές - οικονομικές - περιβαλλοντικές μελέτες για την εισαγωγή του νέου ενεργειακού συστήματος.
- Ανάπτυξη περισσότερων πιλοτικών – επιδεικτικών υβριδικών συστημάτων ΑΠΕ – Τεχνολογιών Υδρογόνου με σκοπό τη βελτιστοποίηση της συνολικής απόδοσης και την αξιοποίηση περισσότερων πειραματικών δεδομένων.
- Ανάπτυξη κατάλληλων υποδομών για τη διακίνηση και τροφοδοσία υδρογόνου στον τομέα των μεταφορών.

IV. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

IV. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- Acres G, (2001). Recent advances in fuel cell technology and its applications. *Journal of Power Sources* 100: 60–66
- Agbossou K, Chahine R, Hamelin J, Laurencelle F, Anouar A, St-Arnaud JM, et al. Renewable energy systems based on hydrogen for remote applications. *Journal of Power Sources* 2001;96:168e72
- Agrawal R, Offutt M, Ramage MP, (2005). Hydrogen economy – an opportunity for chemical engineers. *AIChE Journal*, 51(6): 1582–1589
- Alanne K, Saari A, Ugursal V, Good J, (2006). The financial viability of an SOFC cogeneration system in single-family dwellings. *Journal of Power Sources*, 158: 403-416
- Alyona Zubaryeva, Christian Thiel. Analyzing potential lead markets for hydrogen fuel cell vehicles in Europe: Expert views and spatial perspective. *International Journal of Hydrogen Energy* 38 (2013) 15878 – 15866.
- Antolini E, (2007). Platinum-based ternary catalysts for low temperature fuel cells Part II. Electrochemical properties. *Applied Catalysis B: Environmental* 74: 337–350
- Apréa Jose´ Luis. Hydrogen energy demonstration plant in Patagonia: description and safety issues. *Int J Hydrogen Energy* 2009;34:4684e91
- Ashourian MH, Cherati SM, Mohd Zin AA, Niknam N, Mokhtar AS, Anwari M. Optimal green energy management for island resorts in Malaysia. *Renew Energy* 2013;51:36e45
- Athanasidou C, Coutelieiris F, Vakouftsi E, Skoulou V, Antonakou E, Marnellos G and Zabaniotou A, (2007). From biomass to electricity through integrated gasification/SOFC system-optimization and energy balance. *International Journal of Hydrogen Energy*,32(3): 337–342
- Avril S, Arnaud G, Florentin A, Vinard M. Multi-objective optimization of batteries and hydrogen storage technologies for remote photovoltaic systems. *Energy* 2010;35:5300-8.
- Ballard,(2005). Fuel Cell Technology “Road Map”. Available from www.ballard.com/be_informed/fuel_cell_technology/roadmap
- Bar-On I, Kirchain R, Roth R, (2002). Technical Cost Analysis for PEM Fuel Cells. *Journal of Power Sources*, 109: 71–75
- Barreto L, Makihiro A, Riahi K, (2003). The hydrogen economy in the 21st century: a sustainable development scenario. *International Journal of Hydrogen Energy* 28: 267–284
- Barron RF, (1999). *Cryogenic Heat Transfer*, Taylor & Francis, Philadelphia
- Barton JP, Infield DG. Energy storage and its use with intermittent renewable energy. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2004;2:441e8.
- Beccali M, Brunone S, Cellura M, Franzitta V. Energy, economic and environmental analysis on RET-hydrogen systems in residential buildings. *Renew Energy* 2008;33:366e82.
- Belhomme R. Deliverable 7.3-distributed generation on European islands and weak grids-public report, <http://www.dispower.org/>; 2006.
- Berry GD, (2004). Hydrogen production. *Encyclopedia of Energy* 253–265
- Berube V, Radtke G, Dresselhaus M, Chen G, (2007). Size effects on the hydrogen storage properties of nanostructured metal hydrides: A review. *Int. J. Energy Res.* 2007, 31: 637–663

- Bezerra C, Zhang L, Liu H, Lee K, Marques A, Marques E, Wang H, Zhang J, (2007). A review of heat-treatment effects on activity and stability of PEM fuel cell catalysts for oxygen reduction reaction *Journal of Power Sources* 173: 891–908
- Blesl M, Fahl U, Ohl M, (2004). Hochtemperaturbrennstoffzellen und deren Kostenentwicklung. *BWK*, 56: 72–56
- Bockris JO'M. The origin of ideas on a hydrogen economy and its solution to the decay of the environment. *Int J Hydrogen Energy* 2002;27:731e40
- Bogdanovic B, Schwickardi M, (1997). *Journal of Alloys and Compounds*: 253–254, 1–9
- Boubekour Dokkar, Belkhir Negrou, Noureddine Settou, Omar Imine, Nasreddine Chennouf. Abdsslem Benmhidi. Optimization of PEM fuel cells for PV-Hydrogen power system. *Energy Procedia* 36 (2013) 798
- Boudghene Stambouli A, Traversa E, (2002). Fuel cells, an alternative to standard sources of energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 6: 297–306
- Brendan Shaffer, Jacob Brouwer. Feasibility of solid oxide fuel cell dynamic hydrogen coproduction to meet building demand. *Journal of Power Sources* 248 (2014) 58 – 69.
- Bujalski W, DikWal C, Kendall K, (2007). Cycling of three solid oxide fuel cell types. *Journal of Power Sources*, 171: 96–100
- Carapelluci Roberto, Giordano Lorena. Modelling and optimization of an energy generation island based on renewable technologies and hydrogen storage systems. *Int J Hydrogen Energy* 2012;37:2081e93
- Carrette L, Friedrich KA and Stimming U, (2001). Fuel cells fundamentals and applications. *Fuel Cells*, 1: 1–35
- Chen B, OckWig NW, Millward AR, Conteras DS, Yaghi OM, (2005). High H₂ adsorption in a microporous metal–organic framework with open metal sites. *Angewandte Chemie International Edition.*: 44, 4745–4749
- Chen Fengzhen, Duic Neven, Manuel Alves Luis, da Graca Carvalho Maria. *Renew Sustain Energy Rev* 2007;11:1888e902.
- Collier A, Wang H, Zi Yuan X, Zhang J, Wilkinson D, (2006). Degradation of polymer electrolyte membranes. *International Journal of Hydrogen Energy* 31: 1838 – 1854
- Costamagna P, Srinivasan S, (2001). Quantum jumps in the PEMFC science and technology from the 1960s to the year 2000. Part I. Fundamental scientific aspects. *Journal of Power Sources* 102: 242–252
- Cotrell J, Pratt W, (2003). Modeling the Feasibility of Using Fuel Cells and Hydrogen Internal Combustion Engines in Remote Renewable Energy Systems” NREL Technical Review
- Crabtree GW, Dresselhaus MS, Buchanan MV, (2004). The hydrogen economy. Physics review of PEM hydrogen fuel cell contamination: Impacts, mechanisms, and mitigation. *Journal of Power Sources* 165: 739–756 *Today* 57: 39–44
- Damen K, van Troost M, Faaij A, Turkenburg W, (2006). A comparison of electricity and hydrogen production systems with CO₂ capture and storage. Part A: Review and selection of promising conversion and capture technologies. *Progress in Energy and Combustion Science* 32(2): 2514–2529
- Damen K, van Troost M, Faaij A, Turkenburg W, (2006). A comparison of electricity and hydrogen production systems with CO₂ capture and storage. Part B: Chain

- analysis of promising CCS options. *Progress in Energy and Combustion Science* 33(6): 580–609
- Darkrim FL, Malbrunot P, Tartaglia GP, (2002). Review of hydrogen storage by adsorption in carbon nanotubes. *Int. J. Hydrogen Energy* 27: 193–202
- De Castro E, Tsou Y, Cao L, Hou C (2004). Approaches for low-cost components and MEAs for PEFCs: Current and future directions” 2004 Fuel Cell Seminar, San Antonio, Texas. Available from <http://www.fuelcellseminar.com/pdf/2004/82%20De%20Castro.pdf>
- del Pilar Argumosa Maria, Chacon Esther, Schoenung Susan M. Evaluation of integrated hydrogen systems: IEA task 18. *Int J Hydrogen Energy* 2010;35:10031e7.
- Doran P, Robeson S, Wright D, Craven J, (2003). Finance and the fuel cell industry: a review of the current financing climate. *International Journal of Hydrogen Energy* 28: 713–715
- Dornheim M, Eigen N, Barkhordarian G, Klassen T, Bormann R, (2006). Tailoring hydrogen storage materials towards application. *Advanced Engineering Materials* 8(5): 377–385
- Dreier T and Wagner U, (2000). Perspektiven einer wasserstoff–energiwirtschaft. Teil 1: Techniken und Systeme zur Wasserstoffherzeugung. *BWK Bd. 52*: 41–46
- Dunn S, (2002). Hydrogen futures: toward a sustainable energy system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 27: 235–264
- Eddaoudi M, Kim J, Rosi N, Vodak D, Wachter J, O’Keeffe M, Yaghi OM, (2002). Systematic design of pore size and functionality in isoreticular MOFs and their application in methane storage. *Science* 295: 469–472
- Eddaoudi M, Li H, Yaghi OM, (2000). Highly porous and stable metal-organic frameworks: Structure design and sorption properties. *Journal of the American Chemical Society* 122: 1391–1397
- Edwards PP, Kuznetsov VL, David WIF, (2007). Hydrogen energy. *Philosophical Transactions of the Royal Society* 365, 1043–1056.
- Ernst W, (2000). PEM technology development at Plug Power. 2000 Fuel Cell Seminar Program and Abstracts, Portland Oregon
- European Commission’s High Level Group (HLG) on Hydrogen and Fuel Cells, (2002). Hydrogen energy and fuel cells – a vision of our future, Report.
- European Standard EN50160. Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, Cenelec; 1994.
- Eurostat. Passenger cars, by alternative motor energy and by power of vehicles. Last update: 26-06-2013
- European Union. Infrastructure for alternative fuels. Report of the European Expert Group on Future Transport Fuels, 2011
- European Commission. Clean Power for Transport: a European Alternative Fuels Strategy, Brussels, 2013.
- Fang HHP, Liu H, (2002). Effect of pH on hydrogen production from glucose by a mixed culture. *Bioresources Technology* 82: 87–93.
- Farooque M, Maru H, (2006). Carbonate fuel cells: Milliwatts to megawatts. *Journal of Power Sources* 160 827 – 834
- FCH JU Annual Implementation Plan 2008. Topics to be discussed at the 1st meeting of the FCH JU Governing Board.

- Felderhoff M, Weidenthaler C, von Helmolt R, Eberle U, (2007). Hydrogen storage: the remaining scientific and technological challenges. *Physical Chemistry Chemical Physics* 9: 2643–2653
- Fergus J, (2006). Oxide anode materials for solid oxide fuel cells. *Solid State Ionics* 177:1529–1541
- Floch P–H, Gabriel S, Mansilla C, Werkoff F, (2007). On the production of hydrogen via alkaline electrolysis during off-peak periods. *International Journal of Hydrogen Energy* 32(18): 4641–4647
- Fuel Cells (2000). How much do fuel cells cost? Available from <http://www.fuelcells.org/fcfaqs.htm#cost>
- Gasteiger H, Kocha S, Sompalli B, Wagner F, (2005). Activity benchmarks and requirements for Pt, Pt-alloy and non-Pt oxygen reduction catalysts for PEMFCs”, *Applied Catalysis B: Environmental*, 56: 9–35
- Gazey R, Salman SK, Aklil-D’ Halluin DD. A field application experience of integrating hydrogen technology with wind power in a remote island location. *J Power Sources* 2006;157:841e7.
- Ghouse M, Abaoud H, Al–Boeiz A, (2000). Operational experience of a 1 kW PAFC stack. *Applied Energy* 65: 303–314
- Giatrikos GP, Tsoutsos TD, Mouchtaropoulos PG, Naxakis GD, Stavrakakis G. Sustainable energy planning based on a stand-alone hybrid renewable energy/hydrogen power system: application in Karpathos island, Greece. *Renew Energy* 2009;34:2562e70.
- Goodbody Craig, Walsh Eili’n, McDonnell Kevin P, Owende Philip. Regional integration of renewable energy systems in Ireland e the role of hybrid energy systems for small communities. *Int J Electr Power Energy Syst* 2013;44:713e20.
- Gouérec P, Poletto L, Denizot J, Sanchez–Cortezon E, Miners J, (2004). The evolution of the performance of alkaline fuel cells with circulating electrolyte. *Journal of Power Sources*, 129: 193–204.
- Grigoriev SA, Porembsky VI, Fateev VN, (2006). Pure hydrogen production by PEM electrolysis for hydrogen energy. *International Journal of Hydrogen Energy* 31(2): 171–175
- G. Squadrito, G. Giacoppo, O. Barbera, F. Urbani, E. Passalacqua, L. Borello, A. Musso, I. Rosso. Design and development of a 7kW polymer electrolyte membrane fuel cell stack for UPS application. *Int. J. of Hydrogen Energy* 35 (2010) 9983 – 9989.
- Gülzow E, Schulze M, (2004). Long-term operation of AFC electrodes with CO₂ containing gases. *Journal of Power Sources*, 127: 243–251
- Haile S, (2003). Fuel cell materials and components. *Acta Materialia* 51: 5981–6000
- Haland A, (2000). High-pressure conformable hydrogen storage for fuel cell vehicles, US DOE Hydrogen Program review, NREL/CP–570–28890, San Ramon California USA
- Harris R, Book D, Anderson PA, Edwards PP, (2004). Hydrogen storage: the grand challenge. *The Fuel Cell Review* 1: 17–23
- Hart D (1997). *Hydrogen Power: The commercial future of the ultimate fuel*. London, UK: Financial Times Energy Publishing
- Hawkes A, Leach M, (2005). Solid oxide fuel cell systems for residential micro combined heat and power in the UK: Key economic drivers. *Journal of Power Sources*, 149: 72–83

- Hellmana H, van den Hoed R, (2007). Characterising fuel cell technology: Challenges of the commercialisation process. *International Journal of Hydrogen Energy* 32: 305 – 315
- Hermann A, Chaudhuri T, Spagnol P, (2005). Bipolar plates for PEM fuel cells: A review. *International Journal of Hydrogen Energy* 30: 1297–1302
- Herring JS, O'Brien JE, Stoots CM, Hawkes GL, Hartrigsen JJ, Shahnan M, (2007). Progress in high temperature electrolysis for hydrogen production using planar SOFC technology. *International Journal of Hydrogen Energy* 32(4): 440–450
- Hirscher M, Becher M, (2003). Hydrogen storage in carbon nanotubes. *Journal of Nanoscience and Nanotechnology* 3: 3–17
- Hogarth W, Diniz da Costa J, Lu G, (2005). Solid acid membranes for high temperature (>140°C) proton exchange membrane fuel cells. *Journal of Power Sources* 142: 223–237
- HOMER National Renewable Energy Laboratory (NREL), 617 Cole Boulevard, Golden, CO 80401-3393, <http://www.nrel.gov/homer>
- Huften J, Waldron W, Weigel S, Rao M, Nataraj S, Sircar S, (2000). Sorption enhanced reaction process for the production of hydrogen. *Proceedings of the 2000 US Department of Energy Hydrogen Program Review, NREL/CP-570-28890*
- Hummel G, (2001). Hydrogen burner technology. The benefits of on-site reforming of natural gas to hydrogen for early alternative fuelling systems. In: National Hydrogen Association (NHA). *Hydrogen: The common thread, 12th Annual US Hydrogen Meeting, Washington, DC, 6–8 March 2001, Proceedings: 121–127*
- IEA, (2005). *Prospects for hydrogen and fuel cells*. IEA Publications
- Kai T, Uemura Y, Takanashi H, Tsutsui T, Takahashi T, Matsumoto Y, et al. A demonstration project of the hydrogen station located on Yakushima Island: operation and analysis of the station. *Int J Hydrogen Energy* 2007;32:3519e25.
- Kandiyoti R, Herod AA, Bartle KD, (2006). Pyrolysis: Thermal breakdown of solid fuels in a gaseous environment. *Solid Fuels and Heavy Hydrocarbons Liquids: 36–90*
- Kelouwani S, Agbossou K, Chahine R. Model for energy conversion in renewable energy system with hydrogen storage. *Journal of Power Sources* 2005;140:392e9.
- Kendall K, Singhal S, (2003). *High Temperature Solid Oxide Fuel Cells: Fundamentals, Design and Applications*. Elsevier Ltd
- Khan MJ, Iqbal MT. Pre-feasibility study of stand-alone hybrid energy systems for applications in Newfoundland. *Renewable Energy* 2005;30:835e54.
- K.J. Chua, W.M. Yang, S.S. Er, C.A. Ho. Sustainable energy systems for a remote island community. *Applied Energy* 113 (2014) 1752 – 1763.
- Knights S, Colbow K, St-Pierre J, Wilkinson D, (2004). Aging mechanisms and lifetime of PEFC and DMFC. *Journal of Power Sources*, 127: 127–134.
- Krajacic Goran, Martins Rui, Busuttill Antoine, Duic Neven, da Graca Carvalho Maria. Hydrogen as an energy vector in the islands' energy supply. *Int J Hydrogen Energy* 2008;33:1091e103.
- Larminie J, Dicks A, (2003). *Fuel cell systems explained* 2nd edn. John Wiley & Sons Ltd. West Sussex, UK.
- Lee Ji-Yong, Yoo Moosang, Cha Kyounghoon, Lim Tae Won, Hur Tak. Life cycle cost analysis to examine the economical feasibility of hydrogen as an alternative fuel. *International Journal of Hydrogen Energy* 2009;34: 4243e55.

- Levin DB, Pitt L, Love M, (2004). Biohydrogen production: Prospects and limitations to practical application. *International Journal of Hydrogen Energy* 29(2): 173–185
- Li H, Eddaoudi M, O'Keeffe M, Yaghi OM, (1999). Design and synthesis of an exceptionally stable and highly porous metal-organic framework. *Nature* 402: 276–279
- Little Matthew, Thomson Murray, Infield David. Electric integration of renewable energy into stand-alone power supplies incorporating hydrogen storage. *Int J Hydrogen Energy* 2007;32:1582e8.
- Livio de Santoli, Gianluigi Lo Basso, Daniele Bruschi. Energy characterization of CHP (combined heat and power) fuelled with hydrogen enriched natural gas blends. *Energy* 60 (2013) 13 - 22
- Li X, Sabir I, (2005). Review of bipolar plates in PEM fuel cells: Flow-field designs. *International Journal of Hydrogen Energy* 30: 359 – 371
- Li YW, Yang RT, (2007). Hydrogen storage on platinum nanoparticles doped on superactivated carbon. *Journal of Physical Chemistry C* 111: 11086–11094
- Lipman T, Edwards J, Kammen D, (2004). Fuel cell system economics: comparing the costs of generating power with stationary and motor vehicle PEM fuel cell systems. *Energy Policy* 32: 101–125
- Litster S, G. McLean G, (2004). PEM fuel cell electrodes. *Journal of Power Sources* 130: 61–76
- MA Y, Wainright J, Savinell R, (2004). Conductivity of PBI Membranes for hightemperature polymer electrolyte fuel cells. *Journal of Electrochemical Society*, 151: 8–16
- Mahadevan K, Judd K, Stone H, Zewatsky J, Thomas A, Mahy H, Paul D, (2007). Identification and characterization of near-term direct hydrogen proton exchange fuel cell markets. US DOE, DOE Contract No. DE-FC36-03GO13110
- Mahendra Pareta, Suman Roy Choudhury, B. Somaiah, J. Rangarajan, N. Matre, J. Palande. Methanol reformer integrated phosphoric acid fuel cell (PAFC) based compact plant for field deployment. *Int. J. of Hydrogen Energy* 36 (2011) 14771 - 14778
- Marban G and Valdes-Solis T, (2007). Towards the hydrogen economy? *International Journal of Hydrogen Energy*, 32: 1625–1637
- McKinsey and Company. Portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis; 2010
- McLean G, Niet T, Prince-Richard S, Djilali N, (2001). An assessment of alkaline fuel cell technology. *International Journal of Hydrogen Energy* 27: 507–526
- Mehta V, Cooper J, (2003). Review and analysis of PEM fuel cell design and manufacturing. *Journal of Power Sources* 114: 32–53
- Melis A, (2002). Green algae hydrogen production: progress, challenges and prospects. *International Journal of Hydrogen Energy* 27(11–12): 1217–1228
- M. Gandiglio, A. Lanzini, M. Santarelli, P. Leone. Design and optimization of a proton exchange membrane fuel cell CHP system for residential use. *Energy and Buildings* 69 (2014) 381 - 393
- Miland H. PV/hydrogen stand alone power system, PhD. dissertation, NTNU, Norway; 2004.
- Moller S, Kaucic D, Sattler S, (2004). Hydrogen production by solar reforming of natural gas: a cost study. *Proceedings of 2004 Solar Conference*, July 11–14, Portland, Oregon, USA

- Momirlan M and Veziroglu TN, (2002). Current status of hydrogen energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6: 141–179
- Nelson DB, Nehrir MH, Wang C. Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems. *Renewable Energy* 2006;31:1641e56.
- Ni M, Leung DY, Leung MKH and Sumathy K, (2006). An overview of hydrogen production from biomass. *Fuel Process Technology* 87: 461–472
- Niel EWJV, Claassen PAM, Stams AJM, (2003). Substrate and product inhibition of hydrogen production by the extreme thermophile *Caldicellulosiruptor saccharolyticus*. *Biotechnol Bioengineering* 81: 255–262.
- Nowotny J, Sorrell CC, Bak T, Sheppard LR, (2005). Solar-hydrogen: Unresolved problems in solid-state science. *Solar Energy* 78(5): 593–602
- Panahandeh Bahram, Bard Jochen, Outzourhit Abdelkader, Zejli Driss. Simulation of PV-wind-hybrid systems combined with hydrogen storage for rural electrification. *Int J Hydrogen Energy* 2011;36:4185e97.
- Panella B, Hirscher M, Püttner H, Müller U, (2006). Hydrogen adsorption in metal organic frameworks: Cu-MOFs and Zn-MOFs compared. *Advanced Functional Materials* 16:520–524
- Parissis O-S, Zoulias E, Stamatakis E, Sioulas K, Alves L, Martins R, et al. Integration of wind and hydrogen technologies in the power system of Corvo island, Azores: a cost-benefit analysis. *Int J Hydrogen Energy* 2011;36:8143e51.
- Pehnt M, Ramesohl S, (2004). Fuel cells for distributed power: benefits, barriers and perspectives. An Activity of World Fuel Cell Council, <http://assets.panda.org/downloads/stationaryfuelcellsreport.pdf>
- Pehr K, Sauermann P, Traeger O, Bracha M, (2001). Liquid hydrogen for motor vehicles the world's first public LH2 filling station. *International Journal of Hydrogen Energy* 26:777–782
- Plug Power Gen Core Service Interface Software, SI Version: 6.01.3216, GCC Version: GC_VER_1.9.6, <http://www.plugpower.com>.
- Price Waterhouse Coopers (2006). New energy for world markets: 2006 fuel cell industry survey. Available from: http://www.fuelcelltoday.com/media/pdf/financials/fcis_06.pdf
- PriceWaterhouse Coopers (2007). New energy for world markets: 2007 fuel cell industry survey. Available from: <http://www.pwc.com/extweb/pwcpublishations.nsf/DocID/25582836BD5E736A852570CA00178BC7>.
- Public Power Corporation S.A. (PPC), Greece, <http://www.dei.gr/>.
- Ralph T, (1997). Proton exchange membrane fuel cells: Progress in cost reduction of the key components. *Platinum Metals Review*, 41: 102–113
- Reijers HTJ, Roskam–Bakker DF, Dijkstra JW, de Smidt RP, de Groot A, van den Brink RW, (2003). Hydrogen production through sorption enhanced reforming. 1st European Hydrogen Energy Conference, Grenoble
- Roberto Carapellucci, Lorena Giordano. Modeling and optimization of an energy generation island based on renewable technologies and hydrogen storage systems. *International Journal of Hydrogen Energy* 37 (2012) 2081 – 2093.
- Rowell JLC, Yaghi OM, (2005). Strategies for hydrogen storage in metal-organic frameworks. *Angewandte Chemie International Edition* 44: 4670–4679

- Sakintun B, Lamari–Darkrim F, Hirscher M, (2007). Metal hydride materials for solid hydrogen storage: A review. *International Journal of Hydrogen Energy* 32: 1121–1140
- Sammes N, Bove R, Stahl K, (2004). Phosphoric acid fuel cells: Fundamentals and applications. *Current opinion in solid state and materials. Science* 8: 372–378
- Sandrock G, (1999). A panoramic overview of hydrogen storage alloys from a gas reaction point of view. *Journal of Alloys and Compounds* 293–295: 877–888
- Santarelli M, Cali M, Macagno S. Design and analysis of stand-alone hydrogen energy systems with different renewable sources. *International Journal of Hydrogen Energy* 2004;29:1571e86
- Saxena RC, Seal D, Kumar S, Goyal HB, (2007). Thermo-chemical routes for hydrogen rich gas from biomass: A review, in press
- Scamman Daniel P, Reade Gavin W, Roberts Edward PL. Numerical modelling of a bromide-polysulphide redox flow battery Part 1: modelling approach and validation for a pilot scale system. *Journal of Power Sources* 2009;189:1220e30
- Scamman Daniel P, Reade Gavin W, Roberts Edward PL. Numerical modelling of a bromide-polysulphide redox flow battery. Part 2: evaluation of a utility-scale system. *Journal of Power Sources* 2009;189:1231e9
- Schlapbach L, Züttel A, (2001). Hydrogen-storage materials for mobile applications. *Nature* 414: 353–358
- Schucan TH. International energy agency hydrogen implementing agreement task 11e integrated systems rep. IEA/H2/T11/FRI e 2000, 1999. p. 23e40, 63e101.
- Schuckert M, (2005). CUTE—a major step towards cleaner urban transport. *Hydrogen and Fuel Cell Expert Workshop, IEA*
- Seayad, AM, Antonelli M, (2004). Recent advances in hydrogen storage in metal containing inorganic nanostructures and related materials. *Advanced Materials* 16: 765–777
- Shaahid SM, Elhadidy MA. Economic analysis of hybrid photovoltaic diesel-battery power systems for residential loads in hot regions e a step to clean future. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 2008;12:488e503
- Shaahid SM, Elhadidy MA. Technical and economic assessment of grid independent hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for commercial loads in desert environments. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 2007;11:1794e810
- Shoko E, McLellan B, Dicks AL, Diniz da Costa JC, (2006). Hydrogen from coal: Production and utilisation technologies. *International. Journal of Coal Geology*, 65(3–4):213–222
- S. Karellas, N. Tzouganatos. Comparison of the performance of compressed-air and hydrogen energy storage systems: Karpathos island case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29 (2014) 865 – 882.
- Smith B, Sridhar S, Khan A, (2005). Solid polymer electrolyte membranes for fuel cell applications—a review. *Journal of Membrane Science* 259: 10–26
- Sopian K, Wan Daud W, (2006). Challenges and future developments in proton exchange membrane fuel cells. *Renewable Energy* 31: 719–727
- S. Orçun, Z. Özçelik, Y. Özçelik, I. Dinçerb, Multi-objective optimization of a vehicular PEM fuel cell system, *Applied Thermal Engineering*, 2011;31: 2171-2176.
- Srinivasan S, (2006). *Fuel cells: From fundamentals to applications*. Springer Science and Business Media LLC, New York

- Stefano Campanari, Giampaolo Manzolini, Paolo Chiesa. Using MCFC for high efficiency CO₂ capture from natural gas combined cycles: Comparison of internal and external reforming. *Applied Energy* 112 (2013) 772 – 783.
- Staffell I, (2007a). Review of Alkaline Fuel Cell performance. Available from: <http://www.form-eng.bham.ac.uk/fuelcells/staffell.htm> .
- Staffell I, (2007b). Review of PEM fuel cell performance. Available from: <http://www.form-eng.bham.ac.uk/fuelcells/staffell.htm> .
- Staffell I, (2007c). Review of Solid Oxide Fuel Cell performance. Available from: <http://www.form-eng.bham.ac.uk/fuelcells/staffell.htm> .
- Staffell I, Green R, Kendall K, (2007). Cost targets for domestic fuel cell CHP. *Journal of Power Sources*, doi:10.1016/j.jpowsour.2007.11.068
- Stone HBJ, Veldhuis I, Richardson RN, (2005). An investigation into large-scale hydrogen storage in the UK. *Proceedings International Hydrogen Energy Congress and Exhibition IHEC, Istanbul, Turkey, 13–15 July 2005*
- Stoukides M, (2000). Solid electrolyte membrane reactors: current experience and future outlook. *Catalysis Reviews Science & Engineering*, 42: 1–70
- Sun C, Stimming U, (2007). Recent anode advances in solid oxide fuel cells. *Journal of Power Sources* 171: 247–260
- Sunandana CS, (2007). Nanomaterials for hydrogen storage – The van't Hoff connection. *Springer Resonance*, 12(5): 31–36(6)
- Szyszk A. Ten years of solar hydrogen demonstration project at Neunburg vorm Wald, Germany. *Int J Hydrogen Energy* 1998;23:849e60
- Tawfik H, Hung Y, Mahajan D, (2007). Metal bipolar plates for PEM fuel cell – A review. *Journal of Power Sources* 163: 755–767
- Taylor JB, Alderson JEA, Kalyanam KM, Lyle AB and Phillips LA, (1986). Technical and economic assessment of methods for the storage of large quantities of hydrogen, *International Journal of Hydrogen Energy* 11: 5–22
- The Ministry of Environment, Energy and Climate Change. 17 Amaliados Str., 115 23, Athens, Greece, <http://www.ypeka.gr/>
- Thomas KM, (2007). Hydrogen adsorption and storage on porous materials. *Catalysis Today* 120: 389–398
- Timmerhaus KD, Flynn TM, (1989). *Cryogenic process engineering*, Plenum Press, New York
- Tsuchiya H, Kobayashi O, (2004). Mass production cost of PEM fuel cell by learning curve. *International Journal of Hydrogen Energy*, 29: 985–990
- Turner J, (2003). Photo electrochemical water splitting. http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/hydrogen/pdfs/15_nrel_john_turner.pdf
- Ulleberg O. The importance of control strategies in PV-hydrogen systems. *Solar Energy* 2004;76:323e9
- Ulleberg Øystein, Nakken Torgeir, Ete Arnaud. The wind/ hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modelling tools. *Int J Hydrogen Energy* 2010;35:1841e52
- US DOE, (2002). *Fuel cell handbook* (Sixth edn). EG&G Technical Services, Inc. Science Applications International Corporation. DOE/NETL–2002/1179
- UNEP (2002). *Fuel Cell Market Prospects and Intervention Strategies*, United Nations Environment Programme, Imperial College Centre for Energy Policy and Technology

- Vanhanen J. Operating experience on a self sufficient solar-H₂-fuel cell system. In: Proceedings of second NsonH and fuel cells for hydrogen storage conference; 1995. p. 46e54.
- Varkaraki E, Lymberopoulos N, Zachariou A. Hydrogen based emergency backup system for telecommunication applications. *Journal of Power Sources* 2003;118:14e22.
- Varkaraki E, Lymberopoulos N, Zoulias E, Guichardot D, Poli G. Hydrogenbased uninterruptible power supply. *International Journal of Hydrogen Energy* 2007;32:1589e96.
- Varner K, Warren S, Turner JA, (2002). Photoelectrochemical systems for hydrogen production. Proceedings of the 2002 US DOE Hydrogen Program Review. NREL/CP- 610-32405
- Venter RD and Pucher G, (1997). Modelling of stationary bulk hydrogen storage systems. *International Journal of Hydrogen Energy* 22: 791-798
- Vitart X, Le Duigou A, Carles P, (2006). Hydrogen production using the sulphur-iodine cycle coupled to a VHTR: An overview. *Energy Conversion and Management* 47(17):2740-2747
- Von Helmolt R, Eberle U, (2007). Fuel cell vehicles: Status 2007. *Journal of Power Sources* 165: 833-843
- Voos K, Goetzberger A, Bopp G, Haberle A, Heinzl A, Lehmborg H. The selfsufficient solar house in Freiburg, results of 3 years operation. *Solar Energy* 1996;58:17e23.
- Vosen SR, Keller JO. Hybrid energy storage systems for stand-alone electric power systems: optimization of system performance and cost through control strategies. *International Journal of Hydrogen Energy* 1999;24:1139e56
- Wallmark C, Alvfors P. Technical design and economic evaluation of a standalone PEFC system for buildings in Sweden. *Journal of Power Sources* 2003;118:358e66.
- Wang B, (2005). Recent development of non-platinum catalysts for oxygen reduction reaction: Review. *Journal of Power Sources* 152: 1-15
- Wee J, Lee K, (2006). Overview of the development of CO-tolerant anode electrocatalysts for proton-exchange membrane fuel cells. *Journal of Power Sources* 157: 128-135
- Weis Timothy M, Ilinca Adrian. The utility of energy storage to improve the economics of wind-diesel power plants in Canada. *Renew Energy* 2008;33:1544e57.
- Wetzel FJ, (1998). Improved handling of liquid hydrogen at filling stations: Review of six years' experience. *International Journal of Hydrogen Energy* 23(5): 339-348
- Wilkinson D, Steck A, (1997). General progress in the research of solid polymer fuel cell technology at Ballard. Second international symposium on new materials for fuel cell and modern battery systems, Montreal, Quebec, Canada
- Williams M, Strakey J, Singhal S, (2004). US distributed generation fuel cell program. *Journal of Power Sources* 131: 79-85
- Wong-Foy AG, Matzger AJ, Yaghi OM, (2006). Exceptional H₂ saturation uptake in microporous metal-organic frameworks. *Journal of the American Chemical Society* 128: 3494-3495
- Worldwide Fuel Cell Industry Survey (2006). Available from: http://www.usfcc.com/download_a_file/download_a_file/Nov27PGWG2006WorldwideFuelCellIndustrySurvey-06-209.pdf

- Yaman S, (2004). Pyrolysis of biomass to produce fuels and chemical feedstocks. *Energy Conversion and Management* 45(5): 651–671
- Yamashita and Barreto, (2003). Integrated energy systems for the 21st century: Coal gasification for co-producing hydrogen, electricity and liquid fuels. Interim report IR- 03–039, International Institute for Applied System Analysis, Laxenburg
- Yang J, Park Y, Seo S, Lee H, Noh J, (2002). Development of a 50 kW PAFC power generation system. *Journal of Power Sources*. 106: 68–75
- Yuedong Zhan, Hua Wang, Jianguo Zhu. Modelling and control of hybrid UPS system with backup PEM fuel cell/battery. *Electrical Power and Energy Systems* 43 (2012) 1322 - 1331
- Yu X, Ye S, (2007). Recent advances in activity and durability enhancement of Pt/C catalytic cathode in PEMFC. Part I. Physico-chemical and electronic interaction between Pt and carbon support, and activity enhancement of Pt/C catalyst. *Journal of Power Sources* 172: 133–144
- Yu X, Ye S, (2007). Recent advances in activity and durability enhancement of Pt/C catalytic cathode in PEMFC. Part II: Degradation mechanism and durability enhancement of carbon supported platinum catalyst. *Journal of Power Sources* 172: 145–154
- Yuh A, Farooque M, (2002). Carbonate fuel cell materials. *Advanced Materials and Processes*, 160: 31
- Zaluska A, Zaluski L, Ström–Olsen JO (2001). Structure, catalysis and atomic reactions on the nano-scale: a systematic approach to metal hydrides for hydrogen storage. *Applied Physics A: Materials Science & Processing* 72(2): 157–165
- Zhang J, Fisher TS, Ramachandran PV, Gore JG, Mudawar I, (2005). A review of heat transfer issues in hydrogen storage technologies. *Journal of Heat Transfer* 127: 1391–1399
- Zhang J, Xie Z, Zhang J, Tang Y, Song C, Navessin T, Shi Z, Song D, Wang H, Wilkinson D, Liu Z, Holdcroft S, (2006). High temperature PEM fuel cells: Review. *Journal of Power Sources* 160: 872–891
- Zhang L, Zhang J, Wilkinson D, Wang H, (2006). Progress in preparation of non-noble electrocatalysts for PEM fuel cell reactions. *Journal of Power Sources* 156: 171–182
- Zink F, Lu Y, Schaefer L, (2007). A solid oxide fuel cell system for buildings. *Energy Conversion and Management* 48: 809–818
- Zoulias EI, Glockner R, Lymberopoulos N, Tsoutsos T, Vosseler I, Gavalda O, Mydske HJ, Taylor P, (2006). Integration of hydrogen energy technologies in stand-alone power systems. Analysis of the current potential for application. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 10(5): 432–462
- Zoulias EI, Glockner R, Lymberopoulos N, Tsoutsos T, Vosseler I, Gavalda O, et al. Integration of hydrogen energy technologies in stand-alone power systems analysis of the current potential for applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2006;10:432e62.
- Zoulias EI, Lymberopoulos N. Hydrogen-based autonomous power systems techno-economic analysis of the integration of hydrogen in autonomous power systems. Springer; 2008.

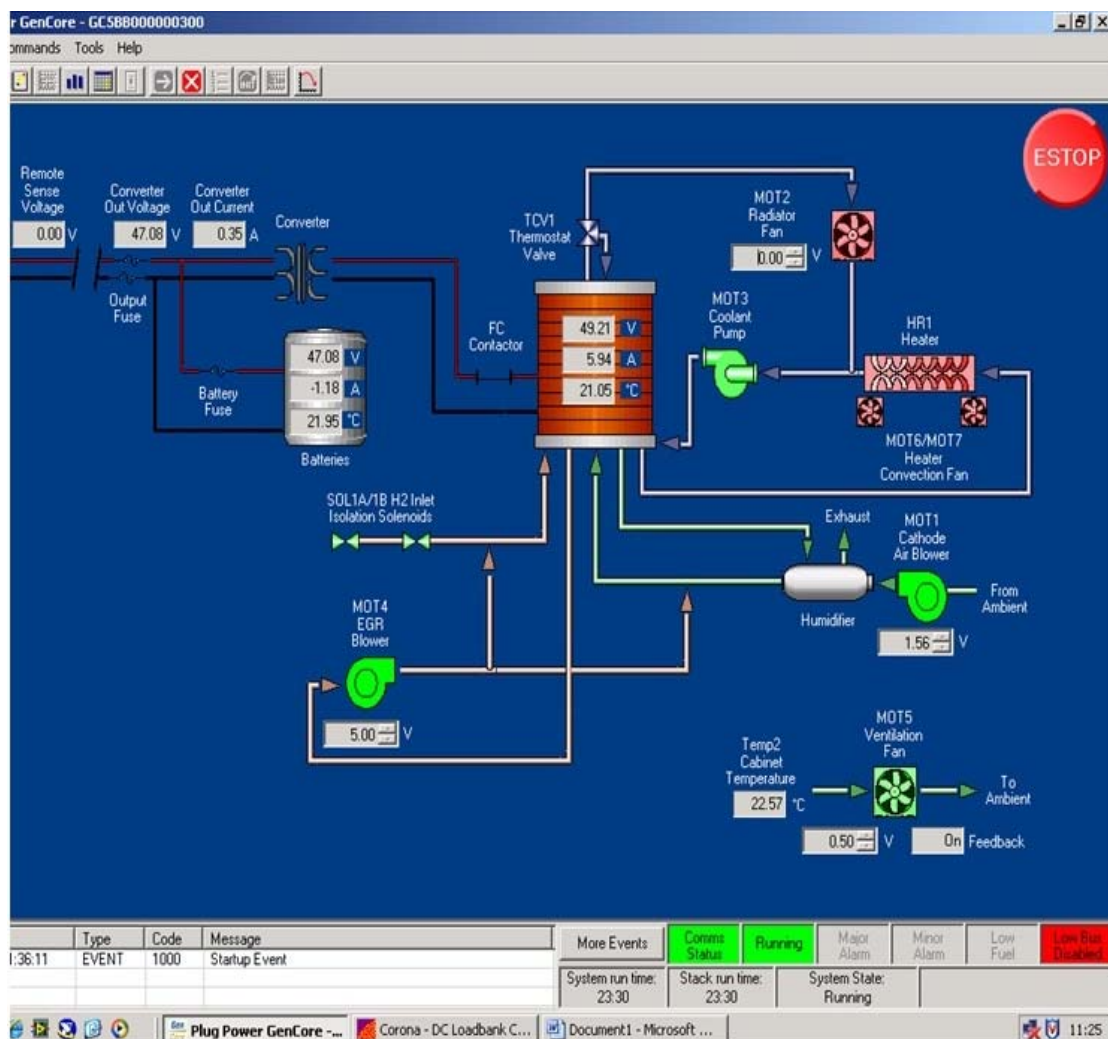
Zoulias EI, Lymberopoulos N. Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems. *Renewable Energy* 2007;32:680e96.

V. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

V. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

Στο παράρτημα που ακολουθεί εμφανίζονται τα δεδομένα από τα οποία προκύπτει το διάγραμμα λειτουργίας Π.2.4 της κυψέλης καυσίμου τύπου PEM του Εργαστηρίου Ενσωμάτωσης Τεχνολογιών Υδρογόνου και ΑΠΕ του ΚΑΠΕ. Η συλλογή των συγκεκριμένων δεδομένων προήλθε μέσω του λογισμικού που ενσωματώνει η ίδια η μονάδα με συχνότητα δειγματοληψίας 1 sec. Στον παρακάτω Πίνακα V.1 εμφανίζονται ενδεικτικά κάποια από αυτά τα δεδομένα. Τα υπόλοιπα διαγράμματα λειτουργίας της κυψέλης καυσίμου προκύπτουν ύστερα από την ίδια επεξεργασία των αντίστοιχων δεδομένων.

Ακολουθεί η Εικόνα V.1 από το λογισμικό της κυψέλης καυσίμου τύπου PEM, ο Πίνακας V.1 με τα δεδομένα και τα πιο αντιπροσωπευτικά διαγράμματα που προκύπτουν ύστερα από την επεξεργασία τους:



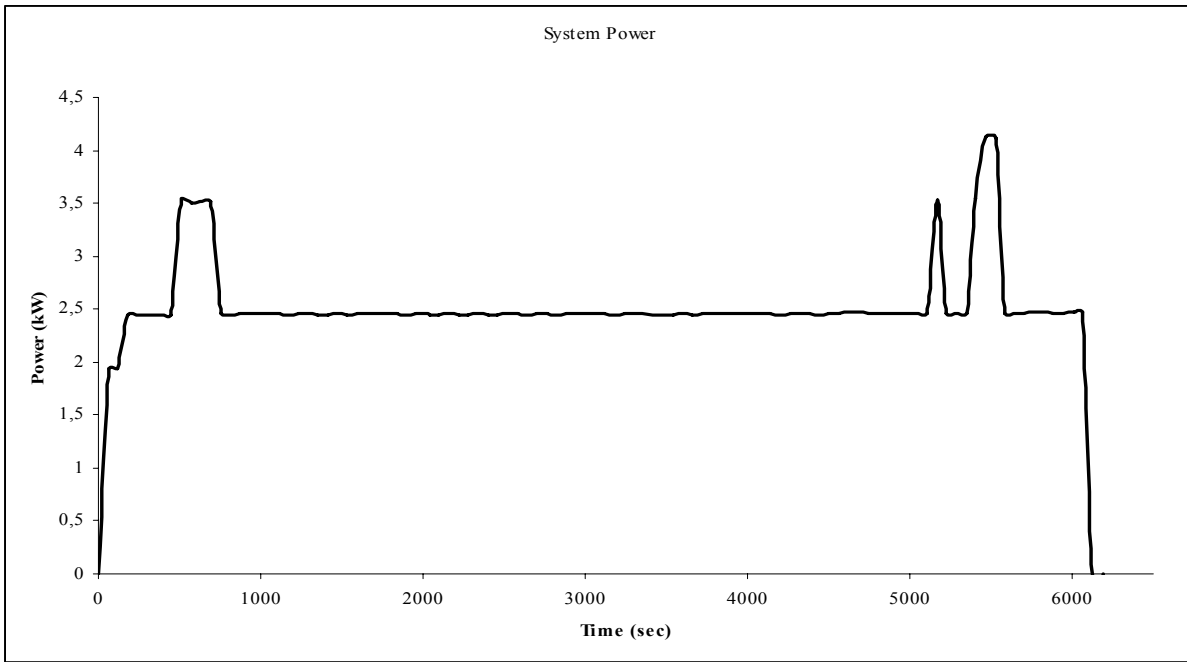
Εικόνα V.1: Αποψη του λογισμικού που ενσωματώνει η κυψέλη καυσίμου τύπου PEM

Πίνακας V.1: Ενδεικτικά δεδομένα λειτουργίας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM

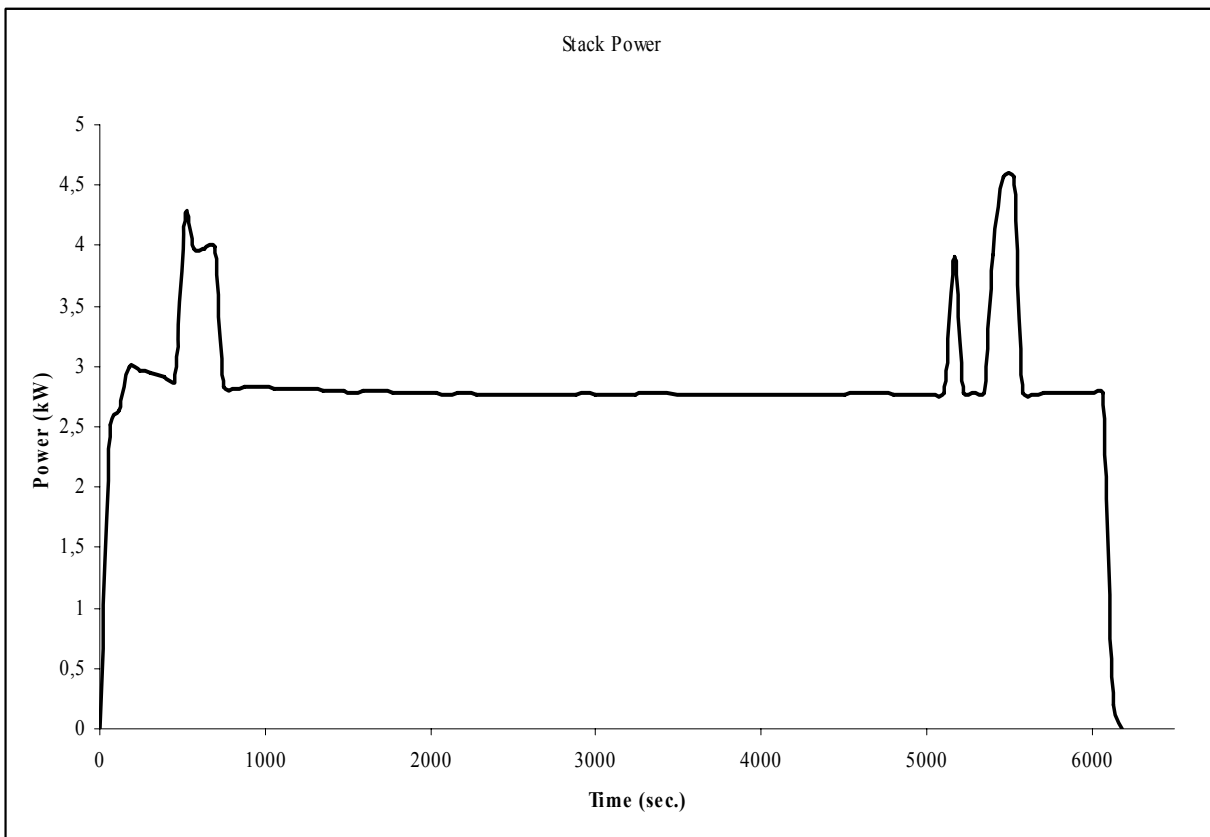
Time	Time (sec)	Temp1 Stack Coolant Inlet Temperature	Temp2 Cabinet Temperature	MOT3 Coolant Pump	SOLIA/IB H2 Inlet Isolation Solenoids	Low Cell Value	High Cell Value	Cell Average	Cell Ratio	Stack Power	System Power	System Efficiency	H2 Usage	Battery Voltage	Stack Current	Battery Current	Stack Voltage
12:28:53	0																
12:29:53	60	23,193	31,281	0	0	0,067	0,067	0,067	0,985	-0,033	0	0	0	48,98	-0,67	0,1	4,2
12:30:54	121	25,898	31,653	1	1	0,686	0,725	0,707	0,97	2,51	1,933	41,687	25,711	43,73	57,97	3,69	43,73
12:31:54	181	29,692	31,933	1	1	0,678	0,733	0,708	0,957	2,632	1,938	41,428	25,868	44,14	58,78	4,6	44,14
12:32:54	241	32,721	32,309	1	1	0,671	0,718	0,701	0,955	2,996	2,44	45,109	30,089	43,67	68,67	2,14	43,67
12:33:54	301	35,384	32,875	1	1	0,686	0,733	0,709	0,966	2,959	2,444	46,216	29,473	44,03	67,21	1,75	44,03
12:35:24	391	38,741	33,568	1	1	0,678	0,725	0,702	0,968	2,953	2,44	46,818	29,115	44,58	65,15	1,62	44,47
12:36:25	452	41,39	34,117	1	1	0,694	0,749	0,722	0,96	2,907	2,441	47,584	28,564	44,73	64,94	1,16	44,73
12:37:25	512	43,375	34,601	1	1	0,686	0,741	0,721	0,951	2,878	2,438	48,161	28,17	44,91	64,09	0,84	44,91
12:38:25	572	45,407	34,99	1	1	0,624	0,678	0,655	0,95	4,257	3,526	48,885	27,926	40,57	104,93	4,63	40,57
12:39:25	632	49,111	35,186	1	1	0,647	0,71	0,683	0,946	3,976	3,509	47,324	41,097	42,44	93,67	0,54	42,44
12:40:25	692	50,089	35,579	1	1	0,663	0,702	0,685	0,966	3,972	3,515	47,785	40,94	42,54	93,37	0,49	42,54
12:41:25	752	53,752	35,875	1	1	0,655	0,718	0,692	0,945	3,982	3,521	47,983	40,747	42,71	93,29	0,38	42,71
12:42:26	813	55,206	36,074	1	1	0,702	0,757	0,738	0,949	2,834	2,454	50,463	26,938	45,94	61,68	0,44	45,94
12:43:26	873	54,934	36,273	1	1	0,702	0,749	0,732	0,957	2,82	2,444	50,254	27,126	45,64	61,96	0,41	45,64
12:44:26	933	55,027	36,673	1	1	0,71	0,765	0,734	0,965	2,828	2,46	50,192	27,227	45,52	62,05	0,43	45,52
12:45:26	993	55,069	36,874	1	1	0,694	0,757	0,732	0,947	2,832	2,466	49,981	27,27	45,45	62,32	0,31	45,45
12:46:26	1053	55,073	36,975	1	1	0,702	0,749	0,732	0,958	2,825	2,455	49,985	27,292	45,38	62,25	0,38	45,38
12:47:26	1113	55,029	37,278	1	1	0,702	0,757	0,731	0,959	2,821	2,454	49,959	27,349	45,32	62,44	0,35	45,32
12:48:27	1174	55,028	37,481	1	1	0,694	0,749	0,728	0,953	2,821	2,453	49,887	27,336	45,31	62,25	0,42	45,31
12:49:27	1234	55,028	37,788	1	1	0,71	0,741	0,729	0,973	2,811	2,446	49,971	27,266	45,26	62,17	0,42	45,26
12:50:27	1294	55,011	37,89	1	1	0,702	0,757	0,731	0,959	2,821	2,459	49,955	27,257	45,25	62,31	0,38	45,25
12:51:27	1354	55,022	38,095	1	1	0,694	0,749	0,727	0,954	2,815	2,454	50,016	27,231	45,2	62,27	0,43	45,2
12:52:27	1414	54,958	37,992	1	1	0,702	0,741	0,727	0,965	2,802	2,447	50,021	27,209	45,21	61,98	0,4	45,21
12:53:27	1474	55,054	38,301	1	1	0,702	0,749	0,729	0,961	2,799	2,448	50,163	27,297	45,2	62,08	0,33	45,2
12:54:28	1535	55,039	38,405	1	1	0,694	0,741	0,727	0,954	2,804	2,452	50,117	27,2	45,2	62,09	0,38	45,2
12:55:28	1595	54,99	38,612	1	1	0,702	0,749	0,728	0,963	2,788	2,445	50,094	27,179	45,13	61,83	0,37	45,13
12:56:28	1655	54,983	38,716	1	1	0,694	0,757	0,728	0,953	2,798	2,458	50,142	27,148	45,13	61,9	0,37	45,13
12:57:28	1715	55,019	38,924	1	1	0,694	0,749	0,725	0,956	2,793	2,453	50,197	27,087	45,13	61,91	0,38	45,13
12:58:28	1775	55,016	38,924	1	1	0,702	0,741	0,726	0,966	2,793	2,454	50,315	27,126	45,12	61,91	0,38	45,12
12:59:29	1836	55,054	39,343	1	1	0,694	0,749	0,728	0,952	2,785	2,455	50,218	27,109	45,04	61,84	0,34	45,04

Time	Time (sec)	Temp1 Stack Coolant Inlet Temperature	Temp2 Cabinet Temperature	MOT3 Coolant Pump	SOL1A/1B H2 Inlet Isolation Solenoids	Low Cell Value	High Cell Value	Cell Average	Cell Ratio	Stack Power	System Power	System Efficiency	H2 Usage	Battery Voltage	Stack Current	Battery Current	Stack Voltage
1:00:29	1896	54,942	39,028	1	1	0,686	0,749	0,725	0,945	2,788	2,458	50,311	27,083	45,06	61,8	0,34	45,06
1:01:29	1956	54,987	39,028	1	1	0,694	0,741	0,724	0,957	2,778	2,444	50,351	27,078	45,08	61,63	0,42	45,08
1:02:29	2016	55,014	39,133	1	1	0,694	0,757	0,728	0,953	2,786	2,459	50,343	27,113	45,07	61,82	0,34	45,07
1:02:51	2038	55,012	39,228	1	1	0,694	0,757	0,728	0,953	2,78	2,452	50,327	27,105	45,03	61,81	0,34	45,03
1:03:52	2099	55,007	39,448	1	1	0,694	0,757	0,727	0,953	2,774	2,446	50,31	27,034	45,03	61,81	0,34	45,03
1:00:29	1896	54,942	39,028	1	1	0,686	0,749	0,725	0,945	2,788	2,458	50,311	27,083	45,06	61,8	0,34	45,06
1:01:29	1956	54,987	39,028	1	1	0,694	0,741	0,724	0,957	2,778	2,444	50,351	27,078	45,08	61,63	0,42	45,08
1:02:29	2016	55,014	39,133	1	1	0,694	0,757	0,728	0,953	2,786	2,459	50,343	27,113	45,07	61,82	0,34	45,07
1:02:51	2038	55,012	39,228	1	1	0,694	0,757	0,728	0,953	2,78	2,452	50,327	27,105	45,03	61,81	0,34	45,03
1:03:52	2099	55,007	39,448	1	1	0,694	0,757	0,727	0,953	2,774	2,446	50,31	27,034	45,03	61,81	0,34	45,03
1:30:54	3721	54,977	40,191	1	1	0,694	0,741	0,724	0,957	2,757	2,444	50,63	26,868	45,02	61,24	0,43	45,02
1:31:55	3782	55,001	40,298	1	1	0,71	0,749	0,729	0,972	2,769	2,453	50,838	26,895	45,21	61,28	0,35	45,21
1:32:55	3842	55,004	40,405	1	1	0,694	0,757	0,73	0,95	2,769	2,456	50,823	26,956	45,19	61,44	0,35	45,19
1:33:55	3902	54,971	40,728	1	1	0,686	0,749	0,726	0,944	2,772	2,457	50,729	26,816	45,21	61,11	0,42	45,21
1:34:55	3962	54,989	40,837	1	1	0,71	0,741	0,727	0,974	2,769	2,452	50,763	26,803	45,2	61,25	0,41	45,2
1:35:55	4022	54,984	40,728	1	1	0,694	0,749	0,728	0,952	2,762	2,453	50,74	26,93	45,03	61,44	0,39	45,03
1:36:55	4082	54,967	40,837	1	1	0,686	0,749	0,725	0,945	2,772	2,463	50,711	26,886	45,02	61,44	0,4	45,02
1:37:56	4143	55,005	40,513	1	1	0,702	0,749	0,728	0,963	2,763	2,453	50,713	26,903	45,05	61,27	0,38	45,05
1:38:56	4203	54,956	40,621	1	1	0,694	0,749	0,726	0,955	2,77	2,458	50,694	26,938	45,06	61,36	0,31	45,06
1:39:56	4263	55,051	40,945	1	1	0,694	0,749	0,727	0,953	2,761	2,447	50,801	26,759	45,24	61,17	0,46	45,24
1:40:56	4323	54,981	41,271	1	1	0,702	0,749	0,73	0,96	2,768	2,455	50,861	26,799	45,25	61,06	0,46	45,25
1:41:56	4383	55,013	41,49	1	1	0,702	0,757	0,732	0,958	2,772	2,46	50,856	26,908	45,24	61,28	0,36	45,24
1:42:57	4444	55,071	41,93	1	1	0,694	0,749	0,727	0,953	2,77	2,456	50,781	26,847	45,23	61,2	0,41	45,23
1:43:57	4504	54,999	41,82	1	1	0,702	0,741	0,725	0,967	2,763	2,451	50,751	26,829	45,11	61,03	0,44	45,11
1:44:57	4564	55,005	41,82	1	1	0,702	0,749	0,728	0,962	2,769	2,461	50,682	26,943	45,06	61,39	0,38	45,06
1:45:57	4624	55,001	41,82	1	1	0,686	0,749	0,725	0,946	2,776	2,466	50,727	26,943	45,04	61,65	0,42	45,04
1:47:57	4744	55	42,041	1	1	0,694	0,757	0,727	0,953	2,777	2,471	50,792	26,921	45,06	61,75	0,42	45,06
1:48:58	4805	54,94	42,152	1	1	0,686	0,741	0,724	0,946	2,774	2,465	50,765	26,847	45,08	61,5	0,44	45,08
1:49:58	4865	54,999	42,152	1	1	0,71	0,741	0,727	0,975	2,764	2,453	50,791	26,973	45,1	61,29	0,42	45,1
1:50:58	4925	55,01	42,041	1	1	0,694	0,757	0,729	0,951	2,766	2,457	50,77	26,908	45,1	61,48	0,38	45,1
1:51:58	4985	55,049	42,263	1	1	0,686	0,749	0,725	0,945	2,771	2,461	50,818	26,925	45,11	61,43	0,41	45,11
1:52:58	5045	54,974	42,263	1	1	0,702	0,741	0,725	0,966	2,769	2,457	50,779	26,851	45,11	61,38	0,42	45,11

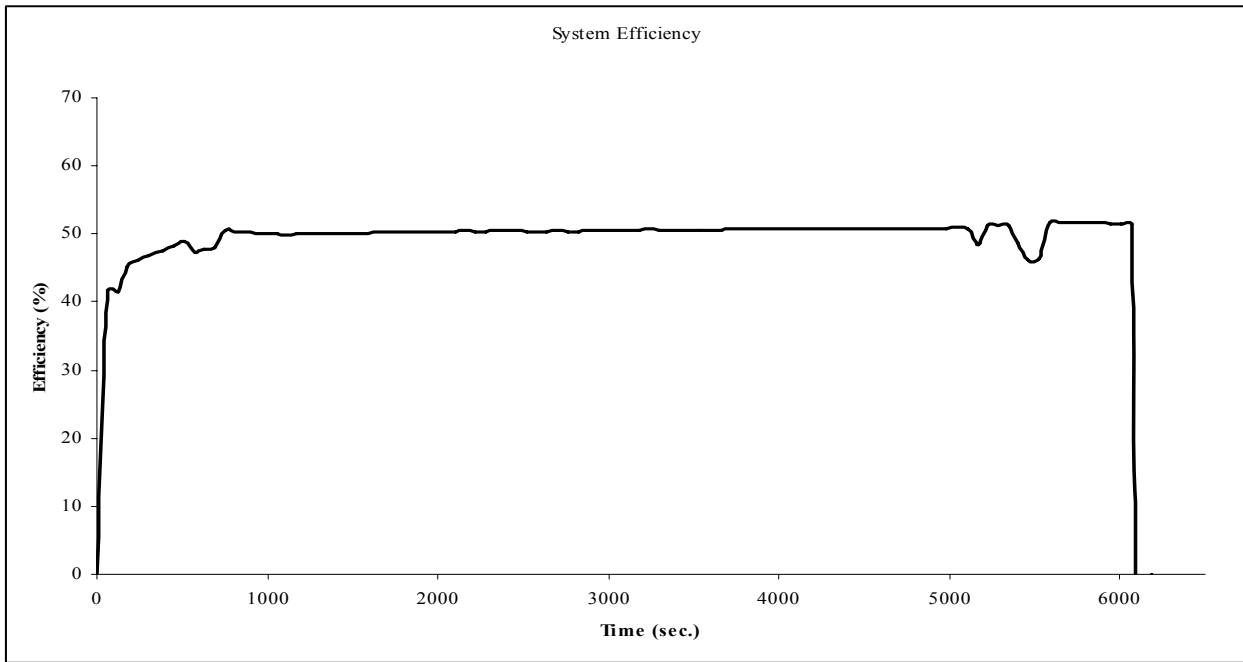
Time	Time (sec)	Temp1 Stack Coolant Inlet Temperature	Temp2 Cabinet Temperature	MOT3 Coolant Pump	SOL1A/1B H2 Inlet Isolation Solenoids	Low Cell Value	High Cell Value	Cell Average	Cell Ratio	Stack Power	System Power	System Efficiency	H2 Usage	Battery Voltage	Stack Current	Battery Current	Stack Voltage
1:53:58	5105	55,038	42,598	1	1	0,71	0,741	0,727	0,975	2,765	2,452	50,926	26,925	45,13	61,33	0,39	45,13
1:54:59	5166	55,055	42,598	1	1	0,694	0,749	0,726	0,955	2,777	2,466	50,796	26,93	45,11	61,55	0,4	45,11
1:55:59	5226	55,258	42,71	1	1	0,655	0,71	0,686	0,953	3,914	3,537	48,516	40,625	42,33	92,46	0,32	42,33
1:56:59	5286	55,233	42,936	1	1	0,71	0,765	0,74	0,958	2,789	2,463	51,332	26,685	45,88	60,79	0,38	45,88
1:57:59	5346	54,559	42,936	1	1	0,702	0,757	0,735	0,954	2,781	2,461	51,3	26,646	45,73	60,94	0,41	45,73
1:58:59	5406	54,741	42,936	1	1	0,718	0,749	0,736	0,973	2,782	2,464	51,323	26,711	45,71	60,75	0,4	45,71
1:59:59	5466	55,41	43,275	1	1	0,655	0,718	0,691	0,947	3,926	3,542	48,678	40,524	42,56	92,1	0,39	42,56
2:01:00	5527	55,915	43,503	1	1	0,608	0,678	0,654	0,929	4,572	4,131	46,233	49,577	40,34	113,34	0,38	40,34
2:02:00	5587	55,563	43,847	1	1	0,624	0,678	0,656	0,948	4,57	4,117	46,333	49,384	40,58	112,53	0,43	40,58
2:03:00	5647	54,077	43,847	1	1	0,725	0,757	0,743	0,975	2,778	2,454	51,68	26,405	46,14	60,45	0,43	46,14
2:04:00	5707	54,209	43,503	1	1	0,71	0,757	0,739	0,959	2,77	2,455	51,707	26,357	46,02	60,2	0,45	46,02
2:05:00	5767	54,868	43,732	1	1	0,718	0,765	0,744	0,963	2,776	2,461	51,772	26,436	46,09	60,34	0,41	46,09
2:06:01	5828	55,022	43,732	1	1	0,71	0,773	0,744	0,953	2,785	2,468	51,728	26,576	46,04	60,49	0,38	46,04
2:07:01	5888	55,051	43,732	1	1	0,702	0,757	0,74	0,948	2,785	2,468	51,645	26,506	46	60,48	0,42	46
2:08:01	5948	54,985	43,162	1	1	0,718	0,757	0,74	0,969	2,783	2,464	51,599	26,506	45,97	60,55	0,43	45,97
2:09:01	6008	54,991	43,275	1	1	0,71	0,765	0,741	0,957	2,779	2,465	51,439	26,611	45,79	60,82	0,36	45,79
2:10:01	6068	55,003	43,162	1	1	0,702	0,757	0,737	0,951	2,783	2,472	51,51	26,628	45,78	60,8	0,38	45,78
2:11:01	6128	55,071	43,732	1	1	0,71	0,765	0,737	0,962	2,781	2,475	51,521	26,82	45,57	61,14	0,33	45,57
2:12:02	6189	54,331	43,503	1	1	0,835	0,882	0,87	0,96	0,196	-0,126	-87,326	1,66	54,34	3,59	1,8	54,34
2:13:04	6251	54,047	43,503	0	0	0,89	0,969	0,933	0,953	-0,035	0	0	0	48,98	-0,71	0,11	58,788



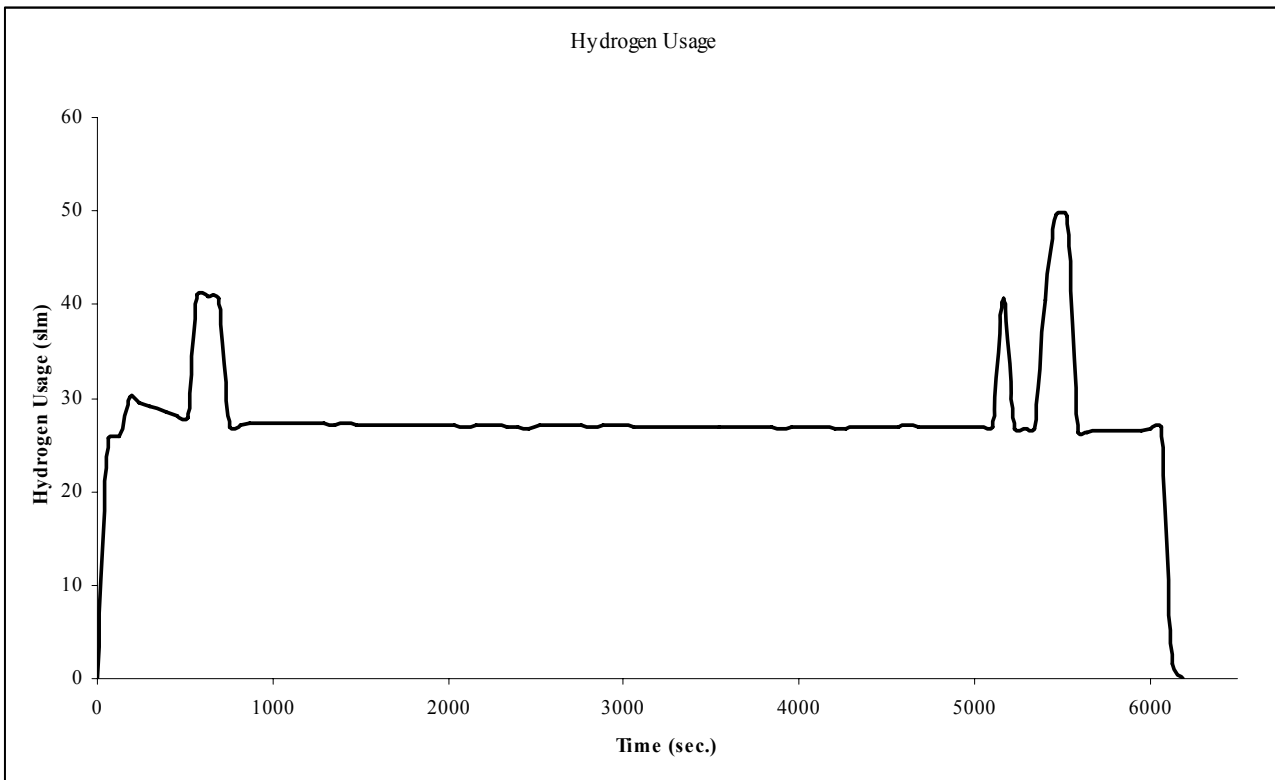
Διάγραμμα V.1: Ισχύς συστήματος



Διάγραμμα V.2: Ισχύς συστοιχίας



Διάγραμμα V.3: Απόδοση συστήματος



Διάγραμμα V.4: Κατανάλωση υδρογόνου