



## ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών

Διατμηματικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών  
«Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας»

Ηρώων Πολυτεχνείου 9, 157 73, Ζωγράφου – 210-7723655 – [epminfo@power.ece.ntua.gr](mailto:epminfo@power.ece.ntua.gr)

### ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Τεχνοοικονομική ανάλυση πρότυπης εφοδιαστικής αλυσίδας οικοσυστήματος υδρογόνου μέσω της ανάπτυξης μοντέλου προσομοίωσης.

Μελέτη περίπτωσης : Νήσος Κως

**Του Μεταπτυχιακού Φοιτητή**

Καμηλάκη Εμμανουήλ

**Επιβλέπων**

κ. Κακαράς Εμμανουήλ

## *Ευχαριστίες*

*Στους γονείς μου, στον κ. Καρέλλα για την συνεργασία και στον κ. Κακαρά για την επίβλεψη της μελέτης.*

## Περίληψη

Αρχικά, παρουσιάζονται οι επιλογές αποθήκευσης, μεταφοράς και χρήσης υδρογόνου που απαρτίζουν τον σχηματισμό της εφοδιαστικής αλυσίδας του αναδεικνύοντας την καταλληλότητα τους ανά περίπτωση. Στη συνέχεια, η μελέτη πραγματεύεται τις τεχνικές και οικονομικές παραμέτρους του στοιχείου του νερού ενόψει τροφοδοσίας του για ηλεκτρόλυση. Συγκεκριμένα, προσεγγίστηκε ο ρυθμός κατανάλωσης του νερού και η απαιτούμενη τεχνική προδιαγραφή καθαρότητας του. Ακόμα, προσδιορίστηκαν οι καταλληλότερες πηγές άντλησης του νερού αποδίδοντας παράλληλα την απαραίτητη επεξεργασία του προκειμένου να καλυφθούν οι τεχνικές προδιαγραφές αγωγιμότητας. Στο ίδιο πλαίσιο, το ενεργειακό και οικονομικό κόστος καθορίζονται εξαρτόμενα από την επεξεργασία του ακατέργαστου νερού. Κατόπιν, μελετάται η διεύρυνση της εφοδιαστικής αλυσίδας μέσω της αξιοποίησης του παραγόμενου οξυγόνου κατά την ηλεκτρόλυση ώστε να προκύψουν οικονομικά οφέλη. Έπειτα, αναλύεται το ηλεκτρικό σύστημα της περιοχής μελέτης Κω-Καλύμνου ώστε η εφοδιαστική αλυσίδα να σχεδιαστεί λαμβάνοντας υπόψιν τα χαρακτηριστικά του. Έτσι, προκύπτει ο σχεδιασμός της εφοδιαστικής αλυσίδας οικοσυστήματος υδρογόνου. Η εφοδιαστική αλυσίδα αποτέλεσε τον οδικό χάρτη για την ανάπτυξη τεχνοοικονομικού μοντέλου προσομοίωσης ωριαίας χρονοσειράς. Το μοντέλο εμπεριέχει εφαρμογές διαστασιολόγησης του τεχνικού εξοπλισμού ενώ αποτελεί εργαλείο αξιολόγησης της οικονομικής σκοπιμότητας παρέχοντας τη δυνατότητα διερεύνησης σεναρίων. Συνεπώς, ακολουθεί η ανάδειξη του τρόπου προσομοίωσης και διαστασιολόγησης του ηλεκτρολύτη, της μονάδας συμπαραγωγής και της δεξαμενής αποθήκευσης υδρογόνου. Μετά τον προσδιορισμό των τεχνικών παραμέτρων, πραγματοποιείται μελέτη διαφοροποιημένων σεναρίων με σκοπό τόσο την ανάδειξη των συνθηκών ευημερίας του έργου όσο και την εξαγωγή συμπερασμάτων για οικονομικές παραμέτρους σχεδιασμού. Η πρώτη συνθήκη επιχειρεί να αναδείξει το επίπεδο του κόστους προμήθειας της πλεονάζουσας ενέργειας στο οποίο η εφοδιαστική αλυσίδα μπορεί να χαρακτηρίζεται με οικονομική σκοπιμότητα. Η δεύτερη συνθήκη αφορά την σημασία της αξιοποίησης του οξυγόνου επεκτείνοντας την εφοδιαστική αλυσίδα αντιστοίχως. Η τελευταία συνθήκη διερευνά σενάρια με βάση τη διαφοροποίηση της πηγής άντλησης νερού λαμβάνοντας υπόψη το ενεργειακό και οικονομικό κόστος επεξεργασίας του νερού. Τέλος, η μελέτη φτάνει στο πέρας της με την υλοποίηση ανάλυση ευαισθησίας στις τιμές προσφοράς υδρογόνου, οξυγόνου και ηλεκτρικής ενέργειας αναδεικνύοντας τον αντίστοιχο οικονομικό αντίκτυπο στο έργο.

**Λέξεις Κλειδιά:** Πράσινο Υδρογόνο, περικοπτόμενη ενέργεια, μοντελοποίηση-προσομοίωση συστήματος, εφοδιαστική αλυσίδα, διαστασιολόγηση εξοπλισμού, αποθήκευση, συμπαραγωγή, επεξεργασία νερού, οξυγόνο.

## *Abstract*

Initially, the hydrogen storage, transportation, and end-use options that formulate the supply chain are described, highlighting their appropriateness. In continuance, the study focused on the technical and economic parameters of the water element regarding the electrolysis process. More specifically, it points out the consumption rate of the water and the required technical specification of its purity. In addition, potential suitable water pumping sources were determined together with the water treatment required for meeting the technical conductivity specifications. In the same context, energy and economic costs are established depending on the water-treatment activity. Furthermore, the expansion of the supply chain is explored through the utilization of the oxygen produced during electrolysis obtaining further economic benefits. Moreover, the electrical system of the Kos-Kalymnos study area is analyzed so that the supply chain could be shaped based on the identified characteristics. It follows the demonstration of the hydrogen ecosystem supply chain. The latter supply chain is simulated through the development of a techno-economic model on an hourly basis. Analytically, the model contains applications for dimensioning the technical equipment while it is also a supportive tool for evaluating the economic feasibility by scenario investigation. Therefore, the approach of simulation and dimensioning is explained focused on the electrolyser, cogeneration unit and hydrogen storage. After the determination of the technical parameters, scenarios investigation was carried out with the aim of revealing the project's welfare conditions while drawing conclusions about economic optimization. The first condition attempts to highlight the affordable level of excess energy procurement in which the supply chain can be financially feasible. The second condition concerns the importance of exploiting oxygen by expanding the supply chain accordingly. The last condition investigates scenarios based on the differentiation of the source of pumping water supply considering the water treatment process with the associated energy and economic cost. Finally, the study reaches its end with the implementation of a sensitivity analysis on the main economic parameters related to the prices of hydrogen, oxygen and electricity demonstrating the respective economic impact of the project.

**Keywords:** Green hydrogen, curtailed energy, model simulation, supply-chain, sizing, storage, microCHP, water-treatment, oxygen.

## Πίνακας Περιεχομένων

<b>1. Εισαγωγή</b> .....	10
1.1. Χρωματική ταξινόμηση υδρογόνου .....	11
1.2. Πράσινο Υδρογόνο: Κλειδί στην Ενεργειακή Μετάβαση.....	15
<b>2. Μεθοδολογία</b> .....	16
<b>3. Εφοδιαστική Αλυσίδα Υδρογόνου</b> .....	17
3.1. Κεντροποιημένη έναντι κατανεμημένης παραγωγής και διανομής υδρογόνου .....	17
3.2. Τρόποι αποθήκευσης υδρογόνου.....	18
3.2.1. Αποθήκευση υδρογόνου ως συμπιεσμένο αέριο (GH <sub>2</sub> ).....	18
3.2.2. Υγροποιημένη αποθήκευση υδρογόνου (LH <sub>2</sub> ).....	19
3.2.3. Αποθήκευση υδρογόνου σε στερεά κατάσταση (SH <sub>2</sub> ).....	20
3.3. Τρόποι μεταφοράς υδρογόνου.....	21
3.3.1. Δίκτυο αγωγών υδρογόνου .....	21
3.3.2. Μεταφορά υδρογόνου μέσω βυτιοφόρων .....	22
3.4. Τομείς χρήσης υδρογόνου .....	23
3.4.1. Κινητικότητα.....	23
3.4.2. Κτίρια .....	24
3.4.3. Αποθήκευση ενέργειας.....	25
3.5. Σταθμός ανεφοδιασμού υδρογόνου .....	26
<b>4. Στοιχείο του νερού στην ηλεκτρόλυση</b> .....	29
4.1. Κατανάλωση νερού .....	29
4.2. Καθαρότητα νερού .....	30
4.3. Επιλογή πηγών άντλησης νερού.....	31
4.4. Κόστος επεξεργασίας νερού ανά πηγή άντλησης.....	32
4.5. Ιεράρχηση καταλληλότερων πηγών νερού προς ηλεκτρόλυση.....	33
4.6. Κατανάλωση ενέργειας για επεξεργασία καθαρισμού νερού .....	34
<b>5. Συμπαγωγή οξυγόνου και ηλεκτρόλυση</b> .....	35
<b>6. Μελέτη Περίπτωσης: Νήσος Κως</b> .....	36
6.1. Εισαγωγή στο Ηλεκτρικό Σύστημα Κω - Καλύμνου .....	36
6.2. Ανάλυση Ηλεκτρικού Συστήματος .....	37
6.3. Αυτόνομοι Σταθμοί Παραγωγής.....	39
6.4. Κόστος Ηλεκτροπαραγωγής.....	39
<b>7. Ανάπτυξη μοντέλου προσομοίωσης οικοσυστήματος υδρογόνου</b> .....	41
7.1. Ανάπτυξη εφοδιαστικής αλυσίδας υδρογόνου .....	41
7.2. Παραγωγή υδρογόνου .....	43

7.2.1.	Επιλογή τύπου ηλεκτρολύτη .....	43
7.2.2.	Φαινόμενα αλλοίωσης απόδοσης ηλεκτρολύτη .....	44
7.2.3.	Προσομοίωση ηλεκτρολύτη PEM.....	46
7.2.4.	Διαστασιολόγηση ηλεκτρολύτη .....	49
7.3.	Προσομοίωση της ζήτησης H <sub>2</sub> O και της ηλεκτρικής κατανάλωσης για την επεξεργασία του. 53	
7.4.	Προσομοίωση ζήτησης υδρογόνου .....	54
7.4.1.	Μεταφορές - Υδρογονοκίνητα οχήματα .....	54
7.4.2.	ΣΗΘ καυσίμου υδρογόνου σε κτιριακή υποδομή .....	56
7.4.3.	Αποθήκευση υδρογόνου.....	58
7.5.	Τεχνικά αποτελέσματα προσομοίωσης οικοσυστήματος υδρογόνου .....	66
<b>8.</b>	<b>Σενάρια.....</b>	<b>69</b>
8.1.	Συνθήκη Α .....	70
8.1.1.	Σενάριο «Hy-Flex».....	70
8.1.2.	Σενάριο «Business-as-usual» .....	71
8.1.3.	Συμπέρασμα .....	71
8.2.	Συνθήκη Β .....	72
8.2.1.	Σενάριο «Ox-Free».....	72
8.2.2.	Συμπέρασμα .....	72
8.3.	Συνθήκη Γ.....	73
8.3.1.	Σενάριο «SWRO» .....	73
8.3.2.	Σενάριο «WWTP».....	74
8.3.3.	Σενάριο «Ground H <sub>2</sub> O».....	75
8.3.4.	Σενάριο «H <sub>2</sub> O δημοσίου δικτύου».....	76
8.3.5.	Σενάριο «H <sub>2</sub> Overlooked».....	77
8.3.6.	Συμπέρασμα .....	77
8.4.	Ανάλυση ευαισθησίας .....	79
8.4.1.	H <sub>2</sub> για κινητικότητα.....	79
8.4.2.	H <sub>2</sub> για συμπαραγωγή.....	79
8.4.3.	H <sub>2</sub> για τροφοδοσία στο δίκτυο .....	80
8.4.4.	Οξυγόνο για ιατρική χρήση.....	80
<b>9.</b>	<b>Σύνοψη μελέτης και συμπεράσματα .....</b>	<b>81</b>
<b>10.</b>	<b>Πρόταση για επέκταση της μελέτης .....</b>	<b>83</b>
11.	Παράρτημα.....	84
12.	Βιβλιογραφία.....	86

## Ευρετήριο Πινάκων

Πίνακας 1 : Χρωματική ταξινόμηση υδρογόνου .....	11
Πίνακας 2. Μέγιστη τεχνική εφικτότητα με μικρές παρεμβάσεις σε υφιστάμενο αγωγό Φ.Α.....	22
Πίνακας 3. Πλεονεκτήματα και περιορισμοί εφαρμογών υδρογόνου στα κτίρια.....	24
Πίνακας 4. Κατανάλωση νερού κατά την ηλεκτρόλυση.....	29
Πίνακας 5. Ποιοτικός χαρακτηρισμός καθαρότητας νερού.....	30
Πίνακας 6. Τεχνικές προδιαγραφές ποιότητας νερού για ηλεκτρόλυση.....	30
Πίνακας 7. Συγκεντρωτική απεικόνιση πηγών νερού και των τρόπων επεξεργασίας του προς χρήση ηλεκτρόλυσης.....	31
Πίνακας 8. Κόστος παροχής νερού με και χωρίς αντίστροφη ώσμωση. ....	32
Πίνακας 9. Ιεράρχηση καταλληλότερων πηγών άντλησης νερού για ηλεκτρόλυση. ....	33
Πίνακας 10. Απεικόνιση πιλοτικών έργων παραγωγής υδρογόνου με χρήση νερού από το δημόσιο δίκτυο.....	33
Πίνακας 11. Συνολική ενεργειακή κατανάλωση για την επεξεργασία νερού ανά πηγή άντλησής του. ....	34
Πίνακας 12. Χαρακτηριστικά οξυγόνου προοριζόμενο για ιατρική φροντίδα. ....	35
Πίνακας 13. Κόστος τεχνικού εξοπλισμού για αποθήκευση και επεξεργασία οξυγόνου.....	35
Πίνακας 14. Υποβρύχια καλωδίωση διασύνδεσης ΗΣ Κως-Κάλυμνος .....	37
Πίνακας 15. Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Κω-Καλύμνου .....	37
Πίνακας 16. Εγκατεστημένη ισχύς (MW) σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα Κω-Καλύμνου σε σύγκριση με το φορτίο αιχμής των νησιών. ....	38
Πίνακας 17. Εμπορικά διαθέσιμοι ηλεκτρολύτες τύπου PEM ανά κατασκευαστή.....	43
Πίνακας 18. Χαρακτηριστικά state-of-the-art ηλεκτρολύτη τύπου PEM.....	44
Πίνακας 19. Αύξηση της τάσης βάσει του προφίλ λειτουργίας ηλεκτρολύτη PEM.....	45
Πίνακας 20. Αποτελέσματα στην απόδοση του ηλεκτρολύτη PEM βάσει διαφορετικών προφίλ πυκνότητα ρεύματος.....	45
Πίνακας 21. Αλλοίωση απόδοσης ηλεκτρολύτη PEM ανά έτος.....	46
Πίνακας 22. Παράδειγμα προσομοίωσης ηλεκτρολύτη.....	48
Πίνακας 23. Επίπεδο περικοπτόμενης ενέργειας σε διαφορετικά επίπεδα ισχύος ηλεκτρολύτη .	49
Πίνακας 24. Συντελεστής χρησιμοποίησης σε διαφορετικά επίπεδα ισχύος ηλεκτρολύτη .....	50
Πίνακας 25. Τεχνικά χαρακτηριστικά διαστασιολόγησης ηλεκτρολύτη .....	52
Πίνακας 26. Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για την επεξεργασία του νερού.....	53
Πίνακας 27. Επιλεγμένες τιμές ειδικής ενεργειακής κατανάλωσης επεξεργασίας νερού ανά πηγή άντλησης του.....	53
Πίνακας 28. Επίπεδο παραγωγής υδρογόνου συμπεριλαμβάνοντας την ενέργεια επεξεργασίας νερού. ....	54
Πίνακας 29. Εισαγωγή απαιτούμενης χιλιομετρικής απόστασης για υδρογονοκίνητα οχήματα. ....	55
Πίνακας 30. Δειγματική προσομοίωση ζήτησης υδρογόνου λεωφορείου .....	55
Πίνακας 31. Τεχνικά χαρακτηριστικά υδρογονοκίνητων οχημάτων. ....	56
Πίνακας 32. Τεχνικά χαρακτηριστικά αποκεντρωμένης μονάδας συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας.....	56
Πίνακας 33. Δειγματική προσομοίωση απαιτούμενης ενέργειας μετά την απόδοση ΣΗΘ. ....	56
Πίνακας 34. Δειγματική προσομοίωση ζήτησης υδρογόνου για ΣΗΘ εφαρμοσμένο σε κτιριακή υποδομή.....	58
Πίνακας 35. Δειγματική προσομοίωση αποθήκευσης υδρογόνου και αντίστροφης ηλεκτρόλυσης.....	59

Πίνακας 36. Διαστασιολόγηση εξοπλισμού αποθηκευτικής ικανότητας μέσω διερεύνηση περιπτώσεων.....	65
Πίνακας 37. Επικρατέστερη διαστασιολόγηση τεχνικού εξοπλισμού.....	66
Πίνακας 38. Χρήση του υδρογόνου ανά τομέα.....	68
Πίνακας 39. Παραδοχές πώλησης υδρογόνου ανά τομέα χρήσης.....	69
Πίνακας 40. Κόστος κεφαλαίου τεχνικού εξοπλισμού.....	69
Πίνακας 41. Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας σεναρίου «Hy-Flex».....	70
Πίνακας 42. Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου «Hy-Flex».....	70
Πίνακας 43. Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας σεναρίου «Business-as-usual».....	71
Πίνακας 44. Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου 1 & συνθήκης A.....	71
Πίνακας 45. Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου Ox-Free.....	72
Πίνακας 46. Συνολικά κόστη και επίπεδο κατανάλωσης ενέργειας ανά πηγή άντλησης νερού .	73
Πίνακας 47. Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου WWTP.....	74
Πίνακας 48. Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου «Ground H <sub>2</sub> O».....	75
Πίνακας 49. Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου H <sub>2</sub> O δημοσίου δικτύου.....	76
Πίνακας 50. Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου H <sub>2</sub> O overlooked.....	77
Πίνακας 51. Ανάλυση ευαισθησίας τιμής πώλησης υδρογόνου για κινητικότητα.....	79
Πίνακας 52. Ανάλυση ευαισθησίας τιμής πώλησης υδρογόνου για συμπαραγωγή.....	79
Πίνακας 53. Ανάλυση ευαισθησίας τιμή πώλησης υδρογόνου για τροφοδοσία στο δίκτυο.....	80
Πίνακας 54. Ανάλυση ευαισθησίας τιμή πώλησης οξυγόνου για ιατρική χρήση.....	80
Πίνακας 55. Μεταβλητότητα οικονομικής σκοπιμότητας για παραμετρική διαφοροποίηση μιας μονάδας ευρώ.....	80
Πίνακας 56. Κόστος λειτουργίας και συντήρησης εξοπλισμού εφοδιαστικής αλυσίδας ανάπτυξης έργου αναφοράς.....	85

## Ευρετήριο Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 1. Σχηματική απεικόνιση διαδικασίας παραγωγής υδρογόνου μέσω αναμόρφωσης φυσικού αερίου.....	12
Διάγραμμα 2. Σχηματική απεικόνιση διαδικασίας παραγωγής υδρογόνου μέσω αεριοποίησης άνθρακα.....	13
Διάγραμμα 3. Σχηματική απεικόνιση διαδικασίας δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα.....	14
Διάγραμμα 4. Σχηματική απεικόνιση διαδικασίας ηλεκτρόλυσης τύπου PEM.....	15
Διάγραμμα 5. Εφοδιαστική αλυσίδα παροχής υπηρεσιών δικτύου μέσω υδρογόνου.....	26
Διάγραμμα 6. Σύγκριση χωρητικότητας αποθήκευσης για τις υπάρχουσες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας.....	26
Διάγραμμα 7. Σχηματική απεικόνιση τεχνικού εξοπλισμού σταθμού ανεφοδιασμού υδρογόνου.....	27
Διάγραμμα 8. Σχηματική απεικόνιση ανεφοδιασμού υδρογόνου μετά από αποκεντρωμένη παραγωγή, τύπος 4.....	28
Διάγραμμα 9. Σχηματική απεικόνιση ανεφοδιασμού υδρογόνου μετά από κεντροποιημένη παραγωγή, τύπος 2.....	28
Διάγραμμα 10. Πλήθος επιστημονικών δημοσιεύσεων σχετικά με αφαλάτωση και ηλεκτρόλυση.....	33
Διάγραμμα 11. Ενεργειακό μείγμα ΗΣ Κως-Κάλυμνος 2021.....	38
Διάγραμμα 12. Κόστος Παραγωγής Ενέργειας του ΗΣ Κως-Κάλυμνος 2021.....	40
Διάγραμμα 13. Ποσοστιαία συνεισφορά στη κάλυψη φορτίου με βάση τον τρόπο παραγωγής ενέργειας - 2021.....	40
Διάγραμμα 14. Πρότυπη εφοδιαστική αλυσίδα προσομοίωσης οικοσυστήματος υδρογόνου.....	42



Διάγραμμα 15. Σχηματική απεικόνιση προσομοίωσης ηλεκτρολύτη PEM.....	47
Διάγραμμα 16. Αποδοτικότητα συστήματος ηλεκτρολύτη σε συνάρτηση με το φορτίο. ....	47
Διάγραμμα 17. Κατανομή πράσινης ενέργειας πριν την ηλεκτρόλυση (PEM = 2 MW).....	49
Διάγραμμα 18. Κατανομή πράσινης ενέργειας πριν την ηλεκτρόλυση (PEM = 3 MW).....	49
Διάγραμμα 19. Κατανομή πράσινης ενέργειας πριν την ηλεκτρόλυση (PEM = 4 MW).....	50
Διάγραμμα 20. Κατανομή πράσινης ενέργειας πριν την ηλεκτρόλυση (PEM = 5 MW).....	50
Διάγραμμα 21. Καμπύλη διάρκειας φορτίου ηλεκτρολύτη ισχύος 2 MW .....	50
Διάγραμμα 22. Καμπύλη διάρκειας φορτίου ηλεκτρολύτη ισχύος 3 MW .....	51
Διάγραμμα 23. Καμπύλη διάρκειας φορτίου ηλεκτρολύτη ισχύος 4 MW .....	51
Διάγραμμα 24. Καμπύλη διάρκειας φορτίου ηλεκτρολύτη ισχύος 5 MW .....	51
Διάγραμμα 25. Κατανομή πράσινης ενέργειας πριν την ηλεκτρόλυση (PEM = 3,5MW).....	52
Διάγραμμα 26. Καμπύλη διάρκειας φορτίου βέλτιστης διαστασιολόγησης ισχύος 3,5 MW.....	52
Διάγραμμα 27. Κατανάλωση ενέργειας για επεξεργασία νερού ανά πηγή άντλησης για ένα έτος. .....	54
Διάγραμμα 28. Διαστασιολόγηση μονάδας ΣΗΘ. ....	57
Διάγραμμα 29. Αποτελέσματα διαστασιολόγησης μονάδας ΣΗΘ σε 15 kW.....	58
Διάγραμμα 30. Διαστασιολόγηση χωρητικότητας αποθήκευσης 200 kg. ....	60
Διάγραμμα 31. Συχνότητα επιπέδου στάθμης για χωρητικότητα αποθήκευσης 200 kg .....	60
Διάγραμμα 32. Ποσοστό χρήσης πράσινου έναντι γκρίζου υδρογόνου με ικανότητα αποθήκευσης 200 kg. ....	61
Διάγραμμα 33. Οικονομία υδρογόνου περίπτωση Νο1 διαστασιολόγηση αποθήκευσης .....	61
Διάγραμμα 34. Διαστασιολόγηση χωρητικότητας αποθήκευσης 452 kg. ....	62
Διάγραμμα 35. Συχνότητα επιπέδου στάθμης για χωρητικότητα αποθήκευσης 452 kg .....	62
Διάγραμμα 36. Ποσοστό χρήσης πράσινου έναντι γκρίζου υδρογόνου με ικανότητα αποθήκευσης 452 kg .....	63
Διάγραμμα 37. Οικονομία υδρογόνου για διαστασιολόγηση αποθήκευσης 452 kg.....	63
Διάγραμμα 38. Διαστασιολόγηση χωρητικότητας αποθήκευσης 1.269 kg. ....	64
Διάγραμμα 39. Συχνότητα επιπέδου στάθμης για χωρητικότητα αποθήκευσης 1.269 kg .....	64
Διάγραμμα 40. Ποσοστό χρήσης πράσινου έναντι γκρίζου υδρογόνου με ικανότητα αποθήκευσης 1.269 kg .....	65
Διάγραμμα 41. Οικονομία υδρογόνου για διαστασιολόγηση αποθήκευσης 1.269 kg.....	65
Διάγραμμα 43. Λειτουργία συστήματος παραγωγής, ζήτησης και αποθήκευσης υδρογόνου για μια ημέρα.....	66
Διάγραμμα 44. Λειτουργία συστήματος παραγωγής, ζήτησης και αποθήκευσης υδρογόνου στη διάρκεια ενός έτους. ....	67
Διάγραμμα 45. Ζήτηση νερού για ηλεκτρόλυση στη διάρκεια ένα έτος .....	67
Διάγραμμα 46. Κατανομή ζήτησης υδρογόνου ανά τομέα χρήσης .....	68
Διάγραμμα 47. Καθαρή παρούσα αξία (Μ €) συνθήκης Α και σεναρίου «Hy-Flex» . ....	70
Διάγραμμα 48. Καθαρή παρούσα αξία (Μ €) συνθήκης Α και σεναρίου «Business-as-usual». .	71
Διάγραμμα 49. Καθαρή παρούσα αξία (Μ €) σεναρίου Ox-Free. ....	72
Διάγραμμα 50. Καθαρή παρούσα αξία (Μ €) σεναρίου WWTP. ....	74
Διάγραμμα 51. Καθαρή παρούσα αξία (Μ €) σεναρίου «Ground H <sub>2</sub> O». ....	75
Διάγραμμα 52. Καθαρή παρούσα αξία (Μ €) σεναρίου H <sub>2</sub> O δημοσίου δικτύου. ....	76
Διάγραμμα 53. Καθαρή παρούσα αξία (Μ €) σεναρίου H <sub>2</sub> Overlooked. ....	77
Διάγραμμα 54. Σύγκριση κόστους επένδυσης κεφαλαίου ανά πηγή άντλησης νερού. ....	78
Διάγραμμα 55. Σύγκριση κόστους λειτουργίας και συντήρησης ανά πηγή άντλησης νερού.....	78
Διάγραμμα 56. Κατανομή εσόδων επικρατέστερου σεναρίου «Hy-Flex» .....	85

Διάγραμμα 57. Σύγκριση κόστους κεφαλαίου τεχνικού εξοπλισμού επικρατέστερου σεναρίου «Hy-Flex».....	85
---	----

### **Ευρετήριο Εικόνων**

Εικόνα 1. Σχηματική απεικόνιση συστημάτων λεωφορείου κυψελών υδρογόνου.....	24
Εικόνα 2. Δεξαμενές υδρογόνου και οξυγόνου σε αποκεντροποιημένη μονάδα ηλεκτρόλυσης. ....	35
Εικόνα 3. Χάρτης ΗΣ Κώς-Καλύμνος .....	36
Εικόνα 4. Χάρτης ανάδειξης λιμανιού εγκατάστασης εφοδιαστικής αλυσίδας υδρογόνου .....	84
Εικόνα 5. Οικονομική αξιολόγηση έργου ανάπτυξης οικοσυστήματος υδρογόνου στην Κω σεναρίου «Hy-Flex».....	84

## 1. Εισαγωγή

Η παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας αυξάνεται σταδιακά λόγω του αυξανόμενου πληθυσμού και της ανάγκης για διασφάλιση ενός ικανοποιητικού επιπέδου διαβίωσης. Παράλληλα, οι ολοένα και μεγαλύτερες ενεργειακές απαιτήσεις προκαλούν σημαντικές διακυμάνσεις στις τιμές των ορυκτών καυσίμων και μαζικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (GHG) με ανάλογη επιδείνωση της υπερθέρμανσης του πλανήτη και της ρύπανσης του περιβάλλοντος. Αν και σημαντικό μέρος της ενεργειακής ζήτησης εξυπηρετείται επί του παρόντος από τα ορυκτά καύσιμα, οι επιπτώσεις της καύσης ορυκτών καυσίμων είναι επιβλαβείς για το περιβάλλον και τον άνθρωπο. [1] Οι περιβαλλοντικές και οικονομικές μεταβολές θέτουν επιτακτική την ανάγκη για ενεργειακή μετάβαση η οποία επιταχύνεται σύμφωνα με τον ρυθμό ανάπτυξης και ένταξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) στο ηλεκτρικό σύστημα. Η ενσωμάτωση των ΑΠΕ στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας φέρει τεχνικές δυσκολίες λόγω των διακυμάνσεων και της διαλείπουσας φύσης τους, περιορίζοντας έτσι τη διάχυσή τους. [2] Επομένως, για την επιτυχή ενσωμάτωση των καθαρών μορφών ενέργειας στο υπάρχον ενεργειακό σύστημα απαιτείται μετασχηματισμός προς μια κοινωνία με ουδέτερο ανθρακικό αποτύπωμα μέσω ρυθμιστικών αλλαγών στον τρόπο παραγωγής και κατανάλωσης της ηλεκτρικής ενέργειας. Το υδρογόνο έχει σημαντικές δυνατότητες να επιταχύνει την αύξηση του μεριδίου της ανανεώσιμης ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα καθώς αποτελεί έναν φορέα ο οποίος μπορεί να αποδίδει ενέργεια ισορροπώντας τις αναντιστοιχίες παραγωγής και ζήτησης ενέργειας χωρίς επιβάρυνση στο περιβάλλον. Επιπροσθέτως, το υδρογόνο μπορεί να μετασχηματίσει το ενεργειακό σύστημα μέσω της σύζευξης των χρήσεων, δημιουργώντας ένα οικοσύστημα υδρογόνου το οποίο θα ανταποκρίνεται στην κάλυψη των αναγκών κίνησης, θέρμανσης και ηλεκτροδότησης, αντικαθιστώντας έτσι τα εξαρτώμενα συμβατικά καύσιμα. Ειδικότερα, το υδρογόνο μπορεί να παραχθεί τοπικά, γεγονός που μειώνει την εξάρτηση των κρατών από εξωτερικούς προμηθευτές ενέργειας. Ένα άλλο πλεονέκτημα του υδρογόνου έγκειται στην υψηλή ενεργειακή του πυκνότητα καθώς μπορεί να παρέχει τρεις φορές περισσότερη ενέργεια από την καύση βενζίνης ανά μονάδα μάζας. [3] Επιπλέον, η ικανότητά του να τροφοδοτεί ενέργεια χωρίς τοξικές εκπομπές παρά μόνο νερό το καθιστά ανώτερο σε σύγκριση με τα υπόλοιπα βιοκαύσιμα. Η ικανότητα απελευθέρωσης νερού κατά την διάσπασή του, έχει αποδοθεί με το όνομα «hydrogen», δηλαδή «hydro» που σημαίνει «νερό» και «gen» που ερμηνεύεται ως «δημιουργώ». [2]

*Η χρήση του υδρογόνου ως ανεξάντλητης πηγής καυσίμου περιγράφηκε πρώτα στο μυθιστόρημα του Ιουλίου Βερν το 1894 «Mysterious Island» πολύ πριν θεωρηθεί ως πιθανή λύση στην ενεργειακή κρίση της τρέχουσας εποχής. Λίγα χρόνια αργότερα, το 1972 ο John Bockris επινόησε για πρώτη φορά τον όρο «Οικονομία Υδρογόνου» για να περιγράψει ένα μέλλον στο οποίο χρησιμοποιείται το υδρογόνο ως εναλλακτική λύση των ορυκτών καυσίμων. Τα τελευταία χρόνια, ο ρόλος του υδρογόνου έχει επεκταθεί εκτενώς ενώ μεταξύ άλλων, αφορά τόσο στην αξιοποίηση της πλεονάζουσας πράσινης ενέργειας όσο και στην επίλυση της διαλείπουσας παραγωγής της ενεργώντας ως φορέας ενέργειας.[4]*

## 1.1. Χρωματική ταξινόμηση υδρογόνου

Το υδρογόνο μπορεί να παραχθεί από διαφορετικές πηγές πρωτογενούς ενέργειας. Ανάλογα με τη διαδικασία παραγωγής και το είδος της ενέργειας που χρησιμοποιείται, το κόστος του υδρογόνου και οι σχετικές εκπομπές ενδέχεται να διαφέρουν πολύ. Αυτός είναι ο λόγος που οι τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου ταξινομούνται με βάση διαφορετικά χρώματα αναδεικνύοντας έτσι και τον τρόπο παραγωγής του. Τα κύρια χρώματα είναι το γκριζο, το καφέ, το μπλε, το πράσινο και το κίτρινο (Πίνακας 1). [5]

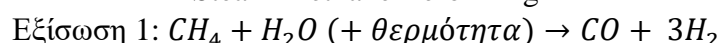
Χρώματα υδρογόνου	Τρόπος παραγωγής
H <sub>2</sub>	Αναμόρφωσης μεθανίου
H <sub>2</sub>	Αεριοποίηση άνθρακα
H <sub>2</sub>	Αναμόρφωσης μεθανίου με δέσμευση μέρους εκπεμπόμενου CO <sub>2</sub>
H <sub>2</sub>	Ηλεκτρόλυση με ηλεκτρική ενέργεια παραγομένη από ΑΠΕ
H <sub>2</sub>	Ηλεκτρόλυση με ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο

Πίνακας 1 : Χρωματική ταξινόμηση υδρογόνου

**Γκριζο υδρογόνο:** Προς το παρόν, το μεγαλύτερο μερίδιο υδρογόνου που παράγεται παγκοσμίως αφορά το γκριζο υδρογόνο. Το γκριζο υδρογόνο αντιπροσωπεύει το υδρογόνο που παράγεται με διεργασίες ατμοαναμόρφωσης μεθανίου (SMR), δίχως τη χρήση ή αποθήκευση του εκπεμπόμενου άνθρακα. Αξίζει να σημειωθεί ότι περισσότερο από το 40% του γκριζου υδρογόνου είναι υποπροϊόν<sup>1</sup> άλλων χημικών διεργασιών και χρησιμοποιείται κυρίως στη βιομηχανία πετροχημικών και για την παραγωγή αμμωνίας. [5] Το μέγεθος των μονάδων SMR κυμαίνεται στην περιοχή των 50-1000 MW με παραγωγικές ικανότητες της τάξης των 130.000–300.000 τόνων/έτος. Η αναμόρφωση μεθανίου είναι μια ώριμη τεχνολογία που χρησιμοποιείται για την παραγωγή γκριζου υδρογόνου και είναι υπεύθυνη για το 48% του υδρογόνου που παράγεται παγκοσμίως. Το σημαντικότερο μειονέκτημα του γκριζου υδρογόνου σχετίζεται με σημαντικές εκπομπές CO<sub>2</sub> που εκλύονται κατά την παραγωγή του. Ωστόσο, η αναμόρφωση φυσικού αερίου, χωρίς δέσμευση άνθρακα, αποτελεί μια διαδικασία παραγωγής υδρογόνου με χαμηλό κόστος. [6]

**Αναμόρφωση φυσικού αερίου:** Πρόκειται για μια ώριμη διαδικασία παραγωγής στην οποία ατμός υψηλής θερμοκρασίας (700°C–1.000°C) χρησιμοποιείται για την παραγωγή υδρογόνου από μια πηγή μεθανίου, όπως το φυσικό αέριο. Κατά τη διαδικασία, το φυσικό αέριο υφίσταται προεπεξεργασία ενώ το νερό θερμαίνεται μέσω λέβητα ανάκτησης απορριπτόμενης θερμότητας. Στη συνέχεια, το μεθάνιο αντιδρά με τον ατμό υπό πίεση 3–25 bar παρουσία καταλύτη ώστε να παραχθεί υδρογόνο, μονοξείδιο του άνθρακα και σχετικά μικρή ποσότητα διοξειδίου του άνθρακα (Εξίσωση 1). Η αναμόρφωση με ατμό είναι ενδόθερμη συνεπώς πρέπει να παρέχεται θερμότητα για την πραγματοποίηση της χημικής αντίδρασης. [5]

«Steam Methane Reforming»

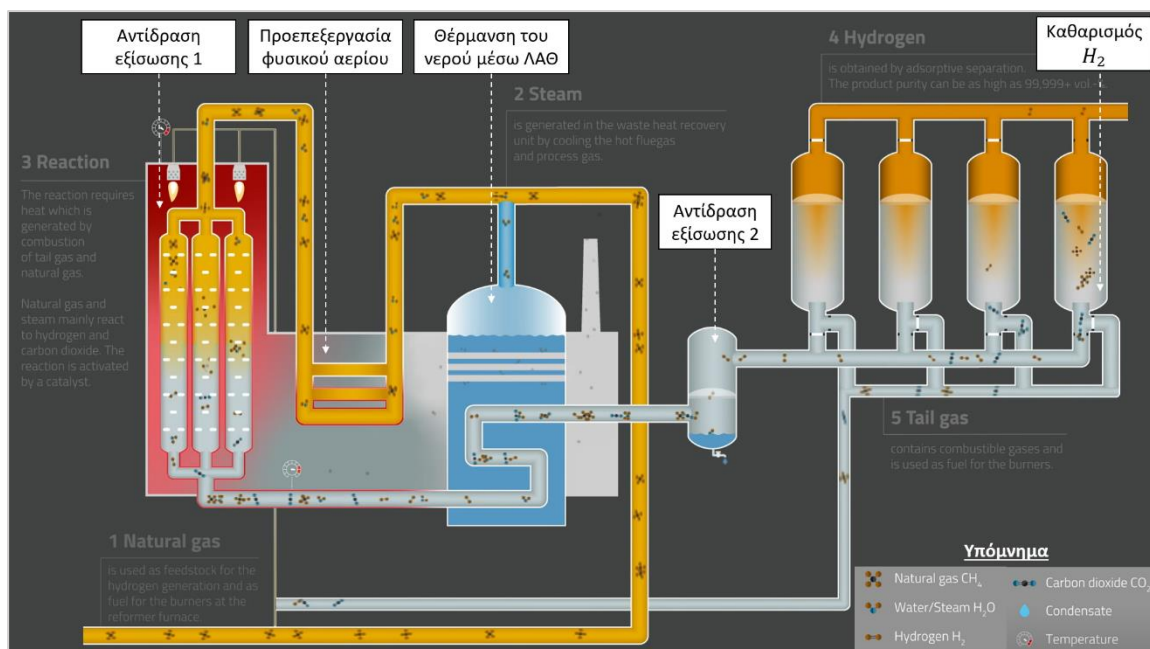
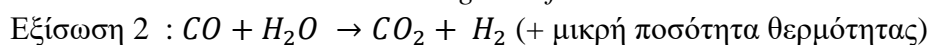


Στη συνέχεια, μέσω της «αντίδραση μετατόπισης νερού-αερίου», το μονοξείδιο του άνθρακα και ο ατμός αντιδρούν χρησιμοποιώντας έναν καταλύτη για να παράγουν διοξείδιο του άνθρακα και

<sup>1</sup> Το υδρογόνο που παράγεται ως υποπροϊόν έχει επίσης ταξινομηθεί ανεπίσημα από το Βορειοαμερικανικό Συμβούλιο ως λευκό υδρογόνο.

περισσότερο υδρογόνο (Εξίσωση 2). Σε ένα τελικό στάδιο της διαδικασίας που ονομάζεται "προσρόφηση ταλάντευσης πίεσης", το διοξείδιο του άνθρακα και άλλες ακαθαρσίες απομακρύνονται από το ρεύμα αερίου, αφήνοντας ουσιαστικά καθαρό υδρογόνο. [1] & [5]

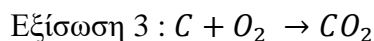
«Water-gas shift»



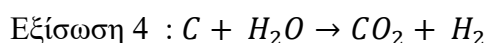
Διάγραμμα 1. Σχηματική απεικόνιση διαδικασίας παραγωγής υδρογόνου μέσω αναμόρφωσης φυσικού αερίου  
Πηγή: Mahler AGS

**Καφέ/Μαύρο υδρογόνο:** Το μαύρο ή καφέ υδρογόνο παράγεται από τον άνθρακα. Το μαύρο και το καφέ χρώμα αναφέρονται στον τύπο άνθρακα, τον λιθάνθρακα (μαύρο H<sub>2</sub>) και τον λιγνίτη (καφέ H<sub>2</sub>). Η αεριοποίηση του άνθρακα για την παραγωγή υδρογόνου είναι μια πολύ ρυπογόνος διαδικασία καθώς παραπροϊόντα αποτελούν το διοξείδιο και το μονοξείδιο του άνθρακα τα οποία απελευθερώνονται στην ατμόσφαιρα. [5]

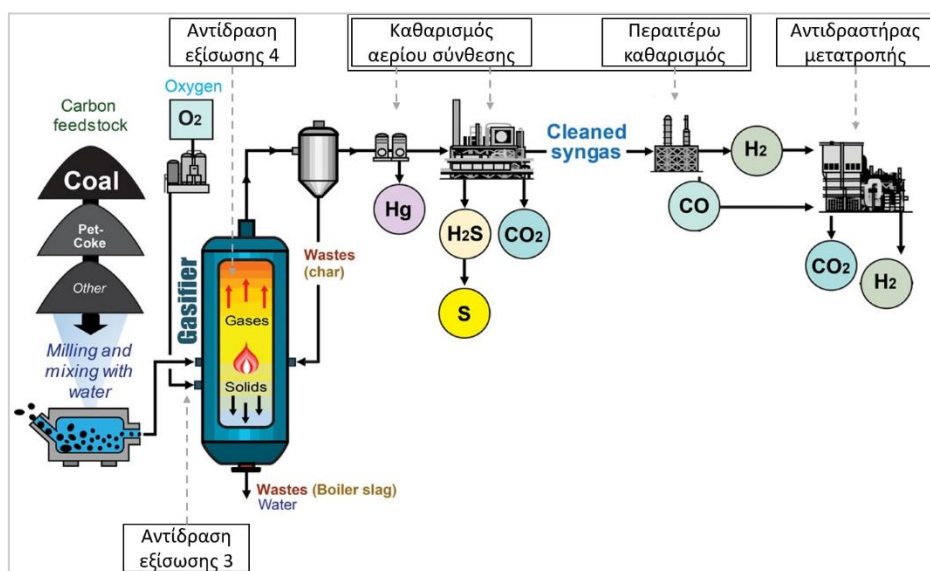
**Αεριοποίηση άνθρακα:** Η αεριοποίηση μετατρέπει τον άνθρακα σε πολύ θερμό (έως 1.800°C) αέριο σύνθεσης, το οποίο αποτελείται από μονοξείδιο του άνθρακα, υδρογόνο και διοξείδιο του άνθρακα, καθώς και μικρές ποσότητες άλλων αερίων και σωματιδίων. Αυτό επιτυγχάνεται με την ανάμιξη κονιοποιημένου άνθρακα με ένα οξειδωτικό, συνήθως ατμό, αέρα ή οξυγόνο. Συγκεκριμένα, ο αέρας που τροφοδοτείται στον αεριοποιητή οξειδώνει ένα μέρος του άνθρακα σε διοξείδιο του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) (Εξίσωση 3). [7] & [8]



Η εισροή αέρα κόβεται και εγχέεται ατμός. Ο ατμός (H<sub>2</sub>O), μαζί με το υπόλοιπο μέρος του άνθρακα (C), αντιδρούν παράγοντας διοξείδιο του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) και υδρογόνο (H<sub>2</sub>) (εξίσωση 4).



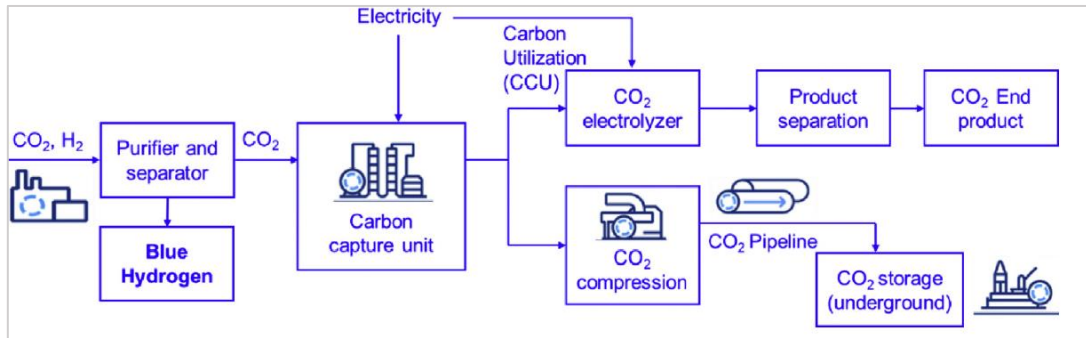
Οι αντιδράσεις που περιγράφονται με τις εξισώσεις 3, 4 αποτελούν τις δύο κύριες αντιδράσεις οι οποίες εναλλάσσονται και χρησιμοποιούνται στις περισσότερες μεθόδους αεριοποίησης. Έπειτα από την αεριοποίηση, το αέριο σύνθεσης ψύχεται και καθαρίζεται για να αφαιρεθούν λοιπά αέρια και σωματίδια, αφήνοντας μόνο το μονοξείδιο του άνθρακα και το υδρογόνο. Στη συνέχεια της διαδικασίας, το αέριο σύνθεσης αποστέλλεται στον αντιδραστήρα μετατροπής όπου το μονοξείδιο του άνθρακα μετατρέπεται αναμειγνύόμενο με ατμό και αυτό σε υδρογόνο και διοξείδιο του άνθρακα. Επομένως, το τελικό αέριο σύνθεσης αποτελείται από υδρογόνο και διοξείδιο του άνθρακα οπότε και διαχωρίζεται σε ρεύματα υδρογόνου και διοξειδίου του άνθρακα. [5], [7] & [8]



Διάγραμμα 2. Σχηματική απεικόνιση διαδικασίας παραγωγής υδρογόνου μέσω αεριοποίησης άνθρακα.

Πηγή: University of Kentucky

**Μπλε υδρογόνο:** Το μπλε υδρογόνο παράγεται από αναμόρφωση μεθανίου με μεγάλο μέρος των εκπομπών  $\text{CO}_2$  να δεσμεύονται και να απομονώνονται. Η τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα (CCS) χαρακτηρίζεται ατελής, δεδομένου του ότι σημαντικό μέρος των εκπομπών αυτών διαφεύγουν στην ατμόσφαιρα. Συγκεκριμένα, σε μια μονάδα SMR μπορεί να δεσμευτεί το εκλυόμενο  $\text{CO}_2$  με ένα εύρος 50% έως 92%. Ακόμη και όταν οι τεχνολογικές διεργασίες CCS τροφοδοτούνται με ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές, έχουν καταγραφεί σημαντικές εκπομπές μεθανίου κατά την παραγωγή και μεταφορά φυσικού αερίου. Λαμβάνοντας αυτά υπόψη, το μπλε υδρογόνο μειώνει μόλις στο μισό τις εκπομπές του γκρίζου υδρογόνου. Ωστόσο, δεν υφίσταται προδιαγραφή για το επίπεδο της δέσμευσης  $\text{CO}_2$  που πρέπει να απομονωθεί. Μια μονάδα παραγωγής υδρογόνου αρκεί να εγκαταστήσει τον τεχνολογικό εξοπλισμό CCS για να προσδιοριστεί το αποτέλεσμα της παραγωγής ως μπλε υδρογόνο. Έχει παρατηρηθεί ότι η συνολική απόδοση μονάδας SMR (60-85%) μειώνεται κατά 5-14% όταν ενσωματωθεί η τεχνολογία δέσμευσης άνθρακα. Επιπροσθέτως, περιοριστικός παράγοντας είναι η εύρεση θέσεων αποθήκευσης για τον δεσμευμένο άνθρακα λόγω του κόστους κατασκευής ειδικών αποθηκευτικών δεξαμενών έναντι της χρήσης γεωφυσικών υπόγειων χώρων. Αξίζει να σημειωθεί ότι, για την επίτευξη μηδενικού αποτυπώματος άνθρακα για το μπλε υδρογόνο απαιτούνται «αρνητικές εκπομπές» ώστε να αντισταθμιστούν οι υπολειμματικές. Οι αρνητικές εκπομπές είναι εφικτές μέσω πρόσθετων μέτρων, τα οποία αυξάνουν το κόστος του μπλε υδρογόνου, όπως είναι η δενδροφυτεύση έμμεσα ή η άμεση σύλληψη άνθρακα. Σήμερα, το μπλε υδρογόνο μπορεί να θεωρηθεί ως η τεχνολογία γεφύρωσης για την σταδιακή μετάβαση στο πράσινο υδρογόνο. [5]



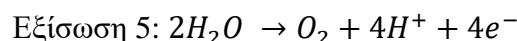
Διάγραμμα 3. Σχηματική απεικόνιση διαδικασίας δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα

Πηγή:[5]

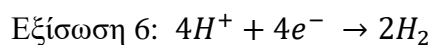
**Πράσινο υδρογόνο:** Το πράσινο υδρογόνο μπορεί να παράγεται από το νερό ηλεκτρολυτικά, φωτοηλεκτρολυτικά είτε θερμοηλεκτρολυτικά. Οι δύο τελευταίες μέθοδοι βρίσκονται σε πρώιμο στάδιο ανάπτυξης με χαρακτηριστικά χαμηλές αποδόσεις μετατροπής. Αντιθέτως, η διάσπαση νερού μέσω ηλεκτρόλυσης μπορεί να μετατρέψει την ηλεκτρική ενέργεια σε υδρογόνο με απόδοση 70–80% (HHV). Επί του παρόντος, το πράσινο υδρογόνο παράγεται από νερό με ηλεκτρόλυση χρησιμοποιώντας ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Ο συγκεκριμένος τρόπος παραγωγής υδρογόνου παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον για την καθαρή ενεργειακή μετάβαση προς ένα βιώσιμο σύστημα ενέργειας και μεταφορών δεδομένης της απουσίας του άνθρακα από τις διεργασίες παραγωγής του. [2]

**Ηλεκτρόλυση:** Η ηλεκτρόλυση είναι μια καθιερωμένη μέθοδος η οποία αποτελεί την πιο αποτελεσματική τεχνική για τη διάσπαση του νερού. Είναι μια διαδικασία χαμηλής θερμοκρασίας που απαιτεί δύο εισόδους, τον ηλεκτρισμό και το νερό δίδοντας δύο προϊόντα: υδρογόνο και οξυγόνο υψηλής καθαρότητας. Μια τυπική μονάδα ηλεκτρόλυσης (electrolyser) αποτελείται από μια κάθοδο και μια άνοδο. Δύο ηλεκτρόδια τοποθετούνται στο διάλυμα ηλεκτρολύτη και συνδέονται με την παροχή ρεύματος για να μεταφέρουν ρεύμα. Όταν εφαρμόζεται αρκετά υψηλή τάση μεταξύ των ηλεκτροδίων, το νερό αποσυντίθεται για να παραχθεί το υδρογόνο στην κάθοδο και το οξυγόνο στην άνοδο. Ο ηλεκτρολύτης αυξάνει την αγωγιμότητα του νερού, ώστε να διευκολύνει τη συνεχή ροή του ηλεκτρισμού. Μέχρι σήμερα, οι τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης που έχουν αναπτυχθεί και χρησιμοποιούνται είναι αλκαλικές (AEL), μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (PEM) και κυψέλες ηλεκτρόλυσης στερεού οξειδίου (SOEC). Στην πιο διαδεδομένη μονάδα ηλεκτρόλυσης (PEM), το νερό εισάγεται στην άνοδο όπου διασπάται σε πρωτόνια (υδρογόνα, H<sup>+</sup>) τα οποία με τη σειρά τους μεταφέρονται μέσω της μεμβράνης στην κάθοδο για να σχηματίσουν υδρογόνο και οξυγόνο. [1], [3], [5], & [9]

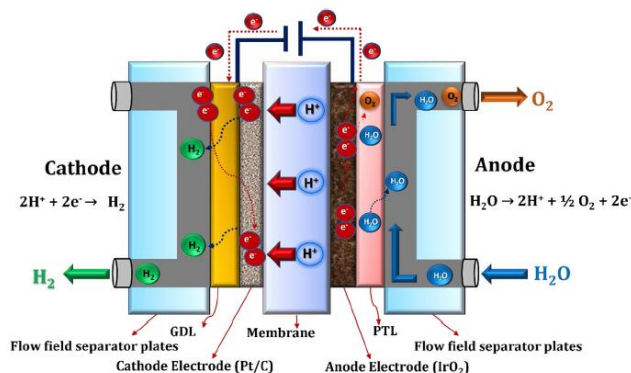
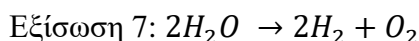
#### Άνοδος αντίδρασης ηλεκτρόλυσης – PEM



#### Κάθοδος αντίδρασης ηλεκτρόλυσης – PEM



## Αντίδραση ηλεκτρόλυσης



Διάγραμμα 4. Σχηματική απεικόνιση διαδικασίας ηλεκτρόλυσης τύπου PEM

Πηγή: [10]

Ωστόσο, εάν η ηλεκτρική ενέργεια για την παραγωγή υδρογόνου με ηλεκτρόλυση λαμβάνεται από το δίκτυο, τότε αυτό το υδρογόνο δεν μπορεί να ταξινομηθεί ως πράσινο, καθώς η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται σε μεγάλο βαθμό από σταθμούς παραγωγής ενέργειας ορυκτών καυσίμων. Η παραγωγή υδρογόνου μέσω της ηλεκτρόλυσης, με εισροές ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, ορίζεται ως **κίτρινο υδρογόνο**. [5]

### 1.2. Πράσινο Υδρογόνο: Κλειδί στην Ενεργειακή Μετάβαση

Η πληθώρα των πηγών παραγωγής υδρογόνου, μαζί με την ποικιλία των μεθόδων για την διανομή και την αποθήκευση του, καθιστά το υδρογόνο ένα πολλά υποσχόμενο καύσιμο τόσο στις βιομηχανικές όσο και στις αναπτυσσόμενες χώρες. Αν και υπάρχει ένα πολύ ευρύ φάσμα «χρωμάτων», το πράσινο υδρογόνο ευνοείται λόγω των μηδενικών εκπομπών άνθρακα, χαρακτηριστικό που το καθιστά καταλληλότερο προς ένα βιώσιμο ενεργειακό σύστημα. Οι υποδομές και οι τεχνολογίες υδρογόνου θεωρούνται σημαντικό μέρος του μελλοντικού ενεργειακού μείγματος, λόγω των πλεονεκτημάτων τους όσον αφορά τις δυνατότητες σύζευξης των χρήσεων μειώνοντάς το αποτύπωμα του CO<sub>2</sub> ιδιαίτερα στον τομέα των μεταφορών, ο οποίος έχει αποδειχθεί ότι είναι ένας από τους δυσκολότερους στην απαλλαγή από άνθρακα. [11]

Οι βασικοί ρόλοι του υδρογόνου στο μελλοντικό ενεργειακό σύστημα δραστηριοποιούνται πάνω στην έννοια του Power-to-H<sub>2</sub> (P2H<sub>2</sub>). Το P2H<sub>2</sub> αναφέρεται ως η διαδικασία κατά την οποία η ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται σε χημική μέσω της παραγωγής αερίου. Ο κύριος σκοπός είναι η αποθήκευση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας από διαλείπουσας φύσης ανανεώσιμες πηγές με παραγωγή υδρογόνου (H<sub>2</sub>) μέσω ηλεκτρόλυσης νερού. Αυτό το «πράσινο υδρογόνο» που παράγεται χωρίς ρύπανση επιτρέπει την αποθήκευση, τη μεταφορά και την επαναχρησιμοποίηση της ενέργειας όταν αυτή χρειάζεται. Επιπλέον, η μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε υδρογόνο προσφέρει δυνατότητες μεταφοράς ανανεώσιμης ενέργειας εκτός του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, επιτρέποντας επίσης μεγάλης κλίμακας μακροπρόθεσμη



αποθήκευση. Οι φορείς χημικής ενέργειας, όπως το υδρογόνο, μπορούν να μετατραπούν αντιστρόφως σε ηλεκτρική ενέργεια συνδυάζοντας επιπρόσθετα άλλες διαδρομές. [12]

## 2. Μεθοδολογία

Η μεθοδολογική προσέγγιση χωρίζεται σε δυο στάδια. Το πρώτο στάδιο βασίζεται στον συνδυασμό των ευρημάτων εστιάζοντας στις τεχνολογίες που αποτελούν την εφοδιαστική αλυσίδα του υδρογόνου. Συγκεκριμένα, μέσω της επικρατούσας βιβλιογραφίας αναδεικνύεται η τεχνολογική ωριμότητα των εναλλακτικών επιλογών μεταφοράς, αποθήκευσης και χρήσης υδρογόνου ενώ εξάγονται συμπεράσματα για την καταλληλότητά τους την δεδομένη χρονική στιγμή. Επιπλέον, η ερευνητική δραστηριότητα προσανατολίζεται στη μελέτη του νερού, το οποίο πρόκειται να τροφοδοτηθεί στον ηλεκτρολύτη, προσδιορίζοντας τεχνικές προδιαγραφές και καθιερωμένες επιλογές άντλησης του. Το πρώτο στάδιο ολοκληρώνεται με την επέκταση της βιβλιογραφικής έρευνας αναφορικά με την αξιοποίηση του παραπροϊόντος της ηλεκτρόλυσης, το οξυγόνο. Το δεύτερο στάδιο αρχικά χρησιμοποιεί τα παραπάνω ευρήματα αναπτύσσοντας την εφοδιαστική αλυσίδα υδρογόνου σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά της μελέτης περίπτωσης. Έπειτα, ακολουθεί η προσομοίωση της εφοδιαστικής αλυσίδας μέσω της κατασκευής ενός δυναμικού μοντέλου χρονοσειρών ωριαίας βάσης συνδυάζοντας τεχνικές και οικονομικές παραμέτρους. Το μοντέλο-υποστηρικτικό εργαλείο, περιλαμβάνει διαδικασίες βελτιστοποίησης της διαστασιολόγησης και τη διερεύνηση σεναρίων αποδίδοντας την αντίστοιχη οικονομική σκοπιμότητα σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά της περιοχής μελέτης.

### *Περιοχή μελέτης*

Η περιοχή μελέτης είναι το νησί της Κω, ένα μη διασυνδεδεμένο νησί που ανήκει στο ηλεκτρικό σύστημα Κως-Κάλυμνος το οποίο επιλέχθηκε λόγω της αυξημένης περικοπτόμενης ενέργειας που προέρχεται από αιολικά πάρκα. Οι στόχοι είναι η αξιοποίηση της πράσινης ενέργειας που δεν παράγεται λόγω φαινομένων συμφόρησης στο ηλεκτρικό δίκτυο και η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ. Τα αποτελέσματα της μελέτης περίπτωσης θα σχηματίσουν μια «πρότυπη» εφοδιαστική αλυσίδα υδρογόνου εξάγοντας χρήσιμα συμπεράσματα για τη διαχείριση και το σχεδιασμό ενός οικοσυστήματος υδρογόνου ώστε αυτό να αναπαραχθεί και σε άλλες περιοχές.

### *Γιατί επιλέχθηκε ως μελέτη περίπτωσης νησιωτική περιοχή;*

Η παρούσα διατριβή εστιάζει σε μελέτη ενός μη διασυνδεδεμένου νησιού καθώς πρόκειται για μια γεωγραφική ενότητα πλήρως διακεκομμένη από την υπόλοιπη χώρα. Η θεώρηση των νησιών ως ανεξάρτητες μονάδες ευνοείται καθώς οι πολιτικές και οι πρακτικές που απαιτούνται διαφέρουν συγκριτικά με την υπόλοιπη χώρα. Επιπλέον, τα νησιά δεν έχουν επαρκή εκπροσώπηση των αναγκών τους λόγω του μικρού πληθυσμού τους ο οποίος μεταφράζεται σε περιορισμένη πολιτική επιρροή. Ωστόσο, οι περικλειστές αυτές εκτάσεις χαρακτηρίζονται από ποικιλομορφία και αποτελούν κατάλληλα πεδία εφαρμογής καινοτόμων τεχνολογιών, αναδεικνύοντας πρότυπες τεχνικές μετρίασης ενεργειακών αναγκών οι οποίες μπορούν να δράσουν καταλυτικά για την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ. Παράλληλα, τα νησιά προσφέρουν πρόσφορο έδαφος για τον συντονισμό των κατοίκων μέσω συμμετοχικού σχεδιασμού ο οποίος διευκολύνει τη λήψη συλλογικών αποφάσεων για την αντιμετώπιση καιρίων προβλημάτων. Τέλος, κρίσιμο ζήτημα αποτελεί ο περιορισμός του ανθρακικού αποτυπώματος των μη διασυνδεδεμένων νησιών με την αντικατάσταση των προϊόντων πετρελαίου (μαζούτ) με καθαρές μορφές ενέργειας, το οποίο θα σημάνει και την μείωση του κόστους όχι μόνο για τις νησιωτικές κοινωνίες αλλά και για ολόκληρη την επικράτεια λόγω της ισότιμης τιμολόγησης.

### 3. Εφοδιαστική Αλυσίδα Υδρογόνου

Η αλυσίδα εφοδιασμού υδρογόνου αφορά την επιλογή των συστημάτων παραγωγής, μεταφοράς και χρήσης υδρογόνου σ' ένα κύκλο ζωής. Η αλυσίδα εφοδιασμού μπορεί να διαφοροποιείται σύμφωνα με τις ανάγκες και τα χαρακτηριστικά της περιοχής μελέτης, επομένως δεν είναι μοναδική και γι' αυτό τα διαφορετικά «μονοπάτια» δεν πρέπει να εξετάζονται μεμονωμένα. Ο απαιτούμενος τεχνικός εξοπλισμός είναι ήδη διαθέσιμος σήμερα ενώ η τρέχουσα πρόκληση είναι η ανάπτυξη υποδομής υδρογόνου και η κλιμάκωση των παραγωγικών ικανοτήτων, ώστε να επιτευχθεί ανταγωνιστικό κόστος παραγωγής και μαζική αποδοχή στην αγορά. Η συμβολή του υδρογόνου στην ενεργειακή μετάβαση έχει επιταχυνθεί τα τελευταία χρόνια, ακολουθώντας φάσεις της προ-εμπορευματοποίησης. Ωστόσο, κρίνεται σκόπιμο να γίνουν αρκετές βελτιώσεις σε ολόκληρη την αλυσίδα αξίας του υδρογόνου με στόχο την μείωση του κόστους και την αύξηση της συνολικής απόδοσης. Έτσι, βασικό σημείο για την προώθηση και ανάπτυξη πρότυπων αλυσίδων εφοδιασμού υδρογόνου αποτελεί η ανάδειξη της σκοπιμότητας της υποδομής με τρόπο ώστε να ελαχιστοποιούνται τα οικονομικά εμπόδια. Πιο συγκεκριμένα, ο σχεδιασμός της εφοδιαστικής αλυσίδας συνίσταται να λαμβάνει υπόψιν του το διαθέσιμο δυναμικό παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, τις τεχνολογίες παραγωγής και αποθήκευσης υδρογόνου, τους πιθανούς τρόπους μεταφοράς όπως και τους τελικούς χρήστες, ώστε να συνδεθεί η ζήτηση υδρογόνου με την προσφορά του, προσαρμόζοντάς τη στα χαρακτηριστικά της περιοχής μελέτης. Σύμφωνα με την επικρατούσα βιβλιογραφία, η ανάπτυξη της οικονομίας υδρογόνου αναμένεται να είναι σταδιακή. Το κύριο πρόβλημα βρίσκεται στην έλλειψη υποδομών ανεφοδιασμού υδρογόνου η οποία συνάδει με την απουσία ενδιαφέροντος για αγορά οχημάτων κινούμενων με υδρογόνο (FCEV) και κατ' επέκταση με τη μαζική κατασκευή αυτών. Εν ολίγοις, πρέπει να δημιουργηθούν οι κατάλληλες συνθήκες αγοράς προσφοράς και ζήτησης. Για να συμβεί αυτό, και οι δύο πλευρές του δικτύου πρέπει να αναπτυχθούν ταυτόχρονα και σταδιακά. Κατά συνέπεια, την πρώτη δεκαετία ανάπτυξης του δικτύου σταθμών ανεφοδιασμού παροχής υδρογόνου για κινητικότητα, το κόστος αναμένεται να είναι υψηλότερο (ξεπερνώντας τα 10 €/kg) κυρίως λόγω του χαμηλού αριθμού FCEV στο οδικό δίκτυο. Όμως, με την πάροδο του χρόνου, το κόστος του υδρογόνου αναμένεται να μειωθεί μέσω οικονομικών κλίμακας.. [12] & [13]

Η ευελιξία των τεχνολογικών συστημάτων υδρογόνου δημιουργεί πολλές ευκαιρίες για το σχεδιασμό διαφοροποιούμενης εφοδιαστικής αλυσίδας επιτρέποντας αλληλεπιδράσεις με διαφορετικούς τομείς. Η μεγάλη πρόκληση τίθεται λοιπόν στην αξιολόγηση του πράσινου υδρογόνου ως μια βιώσιμη λύση που μπορεί να συμπεριληφθεί στο χαρτοφυλάκιο της ενεργειακής μετάβασης.

#### 3.1. Κεντροποιημένη έναντι κατανεμημένης παραγωγής και διανομής υδρογόνου

Σε αντίθεση με τις περισσότερες υποδομές καυσίμων, το υδρογόνο μπορεί να παραχθεί είτε κεντρικά (παρόμοια με τις υπάρχουσες αλυσίδες ανεφοδιασμού βενζίνης) είτε με κατανεμημένο τρόπο (χρησιμοποιώντας μονάδες μικρής κλίμακας που μπορούν να παράγουν υδρογόνο σε μικρές ποσότητες κοντά στα σημεία ζήτησης) σε σταθμούς ανεφοδιασμού προαστίων, έτσι ώστε το κόστος διανομής να μπορεί να μειωθεί σημαντικά. Έτσι, το υδρογόνο μπορεί να παραχθεί είτε κοντά στον τόπο χρήσης στην κατανεμημένη παραγωγή, είτε σε μεγάλες εγκαταστάσεις και στη συνέχεια να παραδοθεί στο σημείο χρήσης από την κεντρική παραγωγή.

Η κεντροποιημένη επιλογή παραγωγής θα ήταν αντίστοιχη με τις τρέχουσες αλυσίδες εφοδιασμού βενζίνης, για τις οποίες κεφαλαιοποιούνται οι οικονομίες κλίμακας σε ένα βιομηχανικό πλαίσιο και μεγάλες ποσότητες παράγονται σε μια κεντρική τοποθεσία οι οποίες στη συνέχεια διανέμονται. Οι κεντρικές μονάδες προσφέρουν μεν υψηλότερη απόδοση κατά τη παραγωγή του υδρογόνου, ωστόσο απαιτούν μεγαλύτερη επένδυση κεφαλαίου προκειμένου να εξασφαλίσουν τόσο την μεγάλη κεντρική μονάδα παραγωγής και όσο και τις απαραίτητες υποδομές του δικτύου μεταφοράς υδρογόνου.

Η αποκεντρωμένη παραγωγή αποτελείται από μικρές περιφερειακές μονάδες, ή ακόμα και από τοπικούς σταθμούς ανεφοδιασμού, που παράγουν υδρογόνο. Ενώ η απόδοση παραγωγής υδρογόνου σε αυτήν την περίπτωση είναι χαμηλότερη από εκείνη των κεντρικών μονάδων, η απουσία του δικτύου διανομής μπορεί να κάνει ένα τέτοιο σύστημα πιο αποτελεσματικό. Ως εκ τούτου, ευνοείται η αποκεντρωμένη «διαδρομή» για την παράκαμψη των υποδομών διανομής. Τέλος, σημειώνεται ότι η αποκεντρωμένη προσέγγιση οδηγεί συχνά σε υψηλότερο κόστος παραγωγής, καθώς η αποδοτικότητα είναι χαμηλότερη. [14]

### 3.2. Τρόποι αποθήκευσης υδρογόνου

Το υδρογόνο είναι ένα αέριο ιδιαίτερα χαμηλής πυκνότητας ( $0,08988 \text{ kg/Nm}^3$ ) και μπορεί να αποθηκευτεί με τρεις τρόπους:

- 1) ως συμπιεσμένο αέριο σε δεξαμενές υψηλής πίεσης,
- 2) ως υγρό σε δεξαμενές (απαιτεί κρυογονικές θερμοκρασίες λόγω του ότι το σημείο βρασμού του υδρογόνου σε πίεση μίας ατμόσφαιρας είναι  $-252,8^\circ\text{C}$ ),
- 3) ως στερεό αντιδρώντας με μέταλλα ή χημικές ενώσεις.

Όσον αφορά την αποθήκευση του υδρογόνου ως συμπιεσμένο αέριο ή ως υγρό σε δεξαμενές, τα φυσικά όρια για την πυκνότητα έχουν επιτευχθεί. Αντιθέτως, υπάρχει ακόμη δυνατότητα ανάπτυξης για την αποθήκευση του υδρογόνου σε στερεά μορφή, όπως είναι τα συστήματα που περιλαμβάνουν υδρίδια μετάλλων. Ένας σχεδιασμός μιας δεξαμενής που θα ήταν συμπαγής και ελαφριά εξασφαλίζοντας μικρό κόστος θα ήταν καθοριστικής σημασίας καθώς αυτό θα προσέδιδε νέες δυνατότητες τόσο στον σχεδιασμό εφοδιαστικής αλυσίδας όσο και στην μεμονωμένη αποθήκευση υδρογόνου συγκριτικά με άλλες τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

#### 3.2.1. Αποθήκευση υδρογόνου ως συμπιεσμένο αέριο ( $\text{GH}_2$ )

Η πιο συχνά χρησιμοποιούμενη μέθοδος αποθήκευσης υδρογόνου είναι το συμπιεσμένο υδρογόνο σε δοχείο υψηλής πίεσης ( $>200 \text{ bar}$ ). Δεδομένου ότι το υδρογόνο συμπεριφέρεται σαν ιδανικό αέριο σε θερμοκρασίες περιβάλλοντος και χαμηλότερες (λόγω του μικρού μοριακού του βάρους), ικανοποιείται ο νόμος των ιδανικών αερίων ( $PV = nRT$ ). Συνεπώς, ισχύει ότι σε δεδομένο όγκο και θερμοκρασία, η ενεργειακή πυκνότητα αποθήκευσης εξαρτάται από την πίεση του δοχείου αποθήκευσης. Το συμπιεσμένο υδρογόνο σε δεξαμενές υδρογόνου στα  $350 \text{ bar}$  και  $700 \text{ bar}$  είναι σήμερα μια από τις απλούστερες, πιο κοινές και πιο αποτελεσματικές τεχνολογίες αποθήκευσης που χρησιμοποιούνται. Το υδρογόνο υψηλής πίεσης αποθηκεύεται σε δεξαμενές με παχύ τοίχωμα (κυρίως κυλινδρικού σχήματος) κατασκευασμένες από υλικά υψηλής αντοχής για εξασφάλιση ανθεκτικότητας. Ο τρόπος αποθήκευσης αυτός προσφέρει τα πλεονεκτήματα της απλότητας και της σταθερής αποθήκευσης (χωρίς απώλειες) αλλά απαιτεί σημαντικά μεγαλύτερο όγκο σε σχέση με το υγρό υδρογόνο. Από την οικονομική σκοπιά, το κόστος συμπίεσης του υδρογόνου σαν αέριο υψηλής πίεσης είναι φθηνότερο από ότι σε υγρή κρυογονική μορφή. Ακόμα, το συμπιεσμένο αέριο

υδρογόνου δίνονται να μεταφερθεί μέσω αγωγών με παρόμοιο τρόπο όπως το φυσικό αέριο, προσαρμόζοντας το υφιστάμενο δίκτυο ή κατασκευάζοντας εκ νέου υποδομές δικτύου αμιγώς για μεταφορά υδρογόνου. Σήμερα οι σύγχρονες δεξαμενές αποθήκευσης μπορούν να κατασκευαστούν με σύνθετα υλικά από ανθρακονήματα τα οποία είναι ελαφριά με αντοχή στη διείδυση έχοντας ένα σκληρό και ανθεκτικό ενισχυμένο κέλυφος. Γεγονός που τους επιτρέπει να αποθηκεύουν υδρογόνο σε πιέσεις άνω των 350 bar, προσδίδοντας ασφάλεια για περισσότερους από 100.000 κύκλους αναπλήρωσης και αντοχή σε επιφανειακές θερμοκρασίες άνω των 1073K. [14] & [15]

### 3.2.2. Υγροποιημένη αποθήκευση υδρογόνου (LH<sub>2</sub>)

Το υγρό υδρογόνο έχει χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο στη διαστημική τεχνολογία εδώ και αρκετά χρόνια. Είναι ελαφρύ και έχει λιγότερους πιθανούς κινδύνους σε σύγκριση με το συμπιεσμένο αέριο σε ό,τι αφορά την πίεση αποθήκευσης. Ωστόσο, το υδρογόνο υγροποιείται στους 20,25 K. Έτσι, τα δοχεία αποθήκευσης απαιτούν εξελιγμένες τεχνικές μόνωσης για να ελαχιστοποιηθεί η αναπόφευκτη μεταφορά θερμότητας που οδηγεί σε απώλεια υδρογόνου μέσω βρασμού.

Τα κύρια χαρακτηριστικά του υγρού υδρογόνου που το διακρίνουν από το αέριο υδρογόνο είναι η πολύ χαμηλή θερμοκρασία και η υγρή του κατάσταση. Η υγρή κατάσταση οδηγεί σε σημαντικά υψηλότερη πυκνότητα. Για παράδειγμα, η θεωρητική ογκομετρική ικανότητα του υδρογόνου αυξάνεται από 24 ή 40 g/L (για συμπιεσμένο υδρογόνο στους 350 ή 700 bar στους 300 K) σε 70 g/L (για υγρό H<sub>2</sub> σε 1 atm και 20K). Όταν το υδρογόνο αποθηκεύεται ως υγρό σε 1 atm, πρέπει να διατηρείται κάτω από το σημείο βρασμού του (-253°C ή 20K). Επομένως, οι ενεργειακές απαιτήσεις της υγροποίησης είναι υψηλές, συνήθως 30% της θερμικής αξίας του υδρογόνου, οδηγώντας σε σχετικά υψηλό κόστος αποθήκευσης υγρού υδρογόνου σε σύγκριση με το αέριο υδρογόνο. Η απώλεια υδρογόνου λόγω της εξάτμισης κατά τη διαδικασία αποθήκευσης είναι ένα περαιτέρω μειονέκτημα των συστημάτων αποθήκευσης υγρού υδρογόνου (LH<sub>2</sub>). [16]

Μια άλλη επιλογή βασίζεται στην κρυοσυμπιεσμένη αποθήκευση η οποία συνδυάζει συμπίεση και κρυογονική αποθήκευση.

Η κρυοσυμπιεσμένη αποθήκευση περιορίζει τις προκλήσεις καθώς η ογκομετρική χωρητικότητα αποθήκευσης υδρογόνου αυξάνεται από 70 g/L στο 1 bar, σε 87 g/L στα 240 bar με τη συμπίεση του υγροποιημένου υδρογόνου στους 20 K. Επιπλέον, οι χαμηλότερες πιέσεις που χρησιμοποιούνται στην αποθήκευση υδρογόνου κρυοσυμπιεσμένου (συνήθως <300 bar) σε σχέση με την αποθήκευση απλώς συμπιεσμένου υδρογόνου (700 bar) μπορεί να μειώσουν την απαίτηση για πιο δαπανηρά σύνθετα υλικά από ίνες άνθρακα. Ωστόσο, βρίσκεται ακόμα σε ερευνητικό στάδιο (TLR 5-6). Η έρευνα σε αυτόν τον τομέα επικεντρώνεται στην εύρεση βελτιωμένων μεθόδων μόνωσης και ψύξης.

Εν κατακλείδι, οι απώλειες βρασμού και το υψηλό κόστος των υλικών μόνωσης σε συνδυασμό με το ενεργειακό κόστος μετατροπής του υδρογόνου συγκλίνουν στην αποφυγή της επιλογής της υγροποιημένης αποθήκευσης.

### 3.2.3. Αποθήκευση υδρογόνου σε στερεά κατάσταση (SH<sub>2</sub>)

Η αποθήκευση υδρογόνου σε στερεά κατάσταση έχει τη δυνατότητα να γίνει ένας ασφαλής και αποτελεσματικός τρόπος αποθήκευσης ενέργειας, τόσο για σταθερές όσο και για κινητές εφαρμογές. Το στερεό υδρογόνο μπορεί να αποθηκευτεί με δύο τρόπους, είτε με υδρίδια μετάλλων είτε με προσρόφηση άνθρακα.

Τα υδρίδια μετάλλων αποθηκεύουν υδρογόνο συνδέοντας χημικά το υδρογόνο με μέταλλα ή μεταλλοειδή στοιχεία και κράματα. Ορισμένα υδρίδια μπορούν να προσροφήσουν υδρογόνο σε ατμοσφαιρική πίεση (ή χαμηλότερη) και στη συνέχεια να απελευθερώσουν το υδρογόνο σε σημαντικά υψηλότερη πίεση όταν θερμανθούν. Ένα παράδειγμα είναι ο σχηματισμός στερεών μεταλλικών υδριδίων μέσω της αντίδρασης υδρογόνου με ορισμένα κράματα μετάλλων. Αυτή η απορρόφηση είναι το αποτέλεσμα του αναστρέψιμου χημικού συνδυασμού του υδρογόνου με τα άτομα που αποτελούν αυτά τα υλικά. Τα υδρίδια μετάλλων προσφέρουν τα πλεονεκτήματα της αποθήκευσης χαμηλότερης πίεσης, των προσαρμόσιμων σχημάτων και της ανταγωνιστικής ογκομετρικής απόδοσης αποθήκευσης. Ωστόσο, μειονεκτούν λόγω του βάρους τους και της θερμικής διαχείρισης που απαιτείται. Παραδείγματος χάριν, το LaNi<sub>5</sub>H<sub>6</sub> μπορεί να απελευθερώσει υδρογόνο υπό συνθήκες λειτουργίας κυψελών καυσίμου PEM (1–10 atm και 25–100°C), αλλά η βαρυμετρική του χωρητικότητα είναι πολύ χαμηλή (1,4 κ.β.%) με πολύ υψηλό κόστος. Τα κύρια χαρακτηριστικά απόδοσης κάθε κράματος είναι η διάρκεια ζωής και η θερμότητα αντίδρασης, τα οποία διαφέρουν αναλόγως των φυσικών ιδιοτήτων. Ακόμα, εμπόδια αποτελούν τόσο η χαμηλή αντοχής στους αέριους ρύπους όσο και η μικρή διάρκεια ζωής τους. [17]

Υλικά με βάση τον άνθρακα/πορώδεις δομές (νανοσωλήνες μονού τοιχώματος και νανοϊνες γραφίτη) μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν για την αποθήκευση σημαντικών ποσοτήτων υδρογόνου σε θερμοκρασία δωματίου λόγω της μεγάλης επιφάνειας και του υψηλού όγκου των πόρων τους. Εντούτοις, υπάρχουν προκλήσεις, οι οποίες δεν επιτρέπουν τη χρησιμοποίηση αυτής της μεθόδου ακόμα. [18]

#### *Συμπέρασμα*

Όλες οι προαναφερθείσες επιλογές αποθήκευσης υδρογόνου διαθέτουν τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματά τους τα οποία ποικίλουν σε σχέση με το βάρος, τον όγκο, την ενεργειακή απόδοση και το κόστος. Παρ' όλα αυτά, η αποθήκευση υδρογόνου σε αέρια κατάσταση ως συμπιεσμένο αέριο αποτελεί την καταλληλότερη συγκριτικά με τους υπόλοιπους τρόπους αποθήκευσης οι οποίοι αναμένονται να καθιερωθούν ως εφαρμόσιμες λύσεις μετά την τεχνολογική ωρίμανση τους.

### 3.3. Τρόποι μεταφοράς υδρογόνου

Η μεταφορά του υδρογόνου χωρίζεται σε δύο στάδια: τη μεταβίβαση και τη διανομή. Η μεταβίβαση αναφέρεται στη μεταφορά υδρογόνου από τη μονάδα παραγωγής στο κέντρο προετοιμασίας υδρογόνου ή κέντρο αποθήκευσης. Αντίθετα, η διανομή αφορά τη μεταφορά υδρογόνου προς την τελική κατανάλωση του (π.χ. σταθμούς ανεφοδιασμού) από τη μονάδα παραγωγής ή από το ενδιάμεσο κέντρο προετοιμασίας υδρογόνου.

Υπάρχουν δύο μέθοδοι για τη μεταφορά υδρογόνου, αλλά η επιλογή του καλύτερου τρόπου μεταφοράς εξαρτάται από τα γεωγραφικά χαρακτηριστικά και τη διαθέσιμη υφιστάμενη υποδομή της περιοχής μελέτης στην οποία πραγματοποιείται η μεταφορά.

Η μεταφορά μπορεί να διαφέρει σύμφωνα με τη φυσική κατάσταση του υδρογόνου.

- Το αέριο υδρογόνο μπορεί να μεταφερθεί είτε με αγωγούς υψηλής πίεσης είτε με κινητές δεξαμενές μέσω βυτιοφόρων.
- Το υγροποιημένο υδρογόνο μπορεί να μεταφερθεί μόνο με βυτιοφόρα.

#### 3.3.1. Δίκτυο αγωγών υδρογόνου

Το αέριο υδρογόνο μπορεί να μεταφερθεί μέσω αγωγών όπως το φυσικό αέριο σήμερα. Οι αγωγοί συνιστώνται ιδιαίτερα για μεγάλες αποστάσεις και για μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων υδρογόνου. Περίπου 1.600 μίλια αγωγών υδρογόνου λειτουργούν επί του παρόντος στις Ηνωμένες Πολιτείες. Οι αγωγοί αυτοί που ανήκουν σε εμπόρους και παραγωγούς υδρογόνου, βρίσκονται εκεί όπου συγκεντρώνονται μεγάλοι χρήστες, όπως διυλιστήρια πετρελαίου και χημικά εργοστάσια. Από οικονομικής άποψης, οι αγωγοί έχουν πολύ χαμηλό λειτουργικό κόστος, αλλά πολύ υψηλό κόστος κεφαλαίου λόγω της υψηλής ποιότητας υλικού που πρέπει να χρησιμοποιηθεί στην κατασκευή τους ώστε να εξασφαλίζουν επαρκείς συνθήκες ασφαλείας. Ωστόσο, το κόστος μπορεί να μειωθεί εάν η υποδομή του ήδη υπάρχοντος δικτύου φυσικού αερίου προσαρμοστεί για τη μεταφορά υδρογόνου. Η μεταφορά αερίου υδρογόνου μέσω των υπαρχόντων αγωγών είναι μια χαμηλού κόστους επιλογή για την παροχή μεγάλων όγκων υδρογόνου. Ως εκ τούτου, η έρευνα σήμερα επικεντρώνεται στην υπέρβαση των τεχνικών εμποδίων, τα οποία προκύπτουν από τις διαφορετικές χημικές και φυσικές ιδιότητες του υδρογόνου σε σύγκριση με το φυσικό αέριο. [19]

Συγκεκριμένα, τα κύρια εμπόδια αποτελούν:

- Ευθραυστότητα του χάλυβα σε επαφή με το υδρογόνο («hydrogen embrittlement»).
- Επίπεδο της πίεσης<sup>2</sup>
- Διαρροές υδρογόνου<sup>3</sup>
- Καταλληλόλητα υφιστάμενου εξοπλισμού τελικών χρηστών (π.χ. καυστήρων)

<sup>2</sup>Η ενεργειακή πυκνότητα του υδρογόνου είναι σχεδόν τρεις φορές μικρότερη από του φυσικού αερίου, το οποίο απαιτεί την αύξηση της πίεσης για να καλύψει την ίδια ενεργειακή ζήτηση (13 MJ/Nm<sup>3</sup> και 35,1-39 MJ/Nm<sup>3</sup>).

<sup>3</sup> Το υδρογόνο έχει υψηλή ευφλεκτότητα που θα μπορούσε να οδηγήσει σε έκρηξη καθώς διαφεύγει στο εξωτερικό περιβάλλον

Επομένως, η μετατροπή των υπαρχόντων αγωγών φυσικού αερίου για την παροχή καθαρού υδρογόνου απαιτεί ουσιαστικές τροποποιήσεις.

Σχετικά με την ανάπτυξη ενός εκ νέου δικτύου διανομής υδρογόνου επικρατεί η επιλογή της χρήσης πλαστικής πολυμερούς ρητίνης έναντι των χαλύβδινων αγωγών. Επίσης, το κόστος εγκατάστασης των αγωγών αυτών είναι περίπου 20% οικονομικότερο σε σχέση με τους χαλύβδινους. [19]

### Μίξη υδρογόνου και φυσικού αερίου

Μια δυνατότητα για ταχεία επέκταση της υποδομής μεταφοράς και παροχής υδρογόνου είναι η μίξη του φυσικού αερίου με το υδρογόνο προσαρμόζοντας αντίστοιχα τις υπάρχουσες υποδομές. Η μετατροπή των υφιστάμενων αγωγών φυσικού αερίου απαιτεί μικρές τροποποιήσεις για μεταφορά μείγματος με περιεκτικότητά έως 20% σε υδρογόνο, όπως φαίνεται στον Πίνακα 2 ο οποίος απεικονίζει τις συγκεντρώσεις υδρογόνου σε πέντε πιλοτικά έργα.

Έτη λειτουργίας	Πιλοτικά έργα	Περιεκτικότητα H <sub>2</sub> (% v/v)	Περιοχή
2004-2009	"NaturalHy"	<20%	Ευρώπη
2007-2011	Ameland	<20%	Ολλανδία
2017-2020	"HyDeploy"	<20%	Ηνωμένο Βασίλειο
2014-2021	"GRHYD"	<20%	Γαλλία
2021-2025	"Green Hysland"	<20%	Ισπανία

Πίνακας 2. Μέγιστη τεχνική εφικτότητα με μικρές παρεμβάσεις σε υφιστάμενο αγωγό Φ.Α.

Κρίσιμη παράμετρος για την ασφαλή λειτουργία αγωγών που φέρουν μίξη φυσικού αερίου και υδρογόνου αποτελεί ο συντονισμός της ορισμένης συγκέντρωσης ώστε να επιτυγχάνεται ολοκληρωμένη καύση (δείκτης Wobbe) στους υπάρχοντες καυστήρες. Συνεπώς, η έγχυση υδρογόνου θα πρέπει να ελέγχεται για να αποφευχθούν απότομες αυξήσεις της συγκέντρωσης υδρογόνου στο φυσικό αέριο. [20]

### 3.3.2. Μεταφορά υδρογόνου μέσω βυτιοφόρων

#### Συμπιεσμένο αέριο H<sub>2</sub>

Τα ρυμουλκούμενα με συμπιεσμένο αέριο υδρογόνο (στα 200 bar) αποτελούν κατάλληλη επιλογή όταν το υδρογόνο πρέπει να μεταφερθεί σε μικρές αποστάσεις, κυρίως μέχρι 200 χλμ. Το αέριο υδρογόνο συμπιέζεται σε υψηλές πιέσεις σε μεγάλους κυλίνδρους που στοιβάζονται στη θέση ρυμούλκησης. Τα τρέιλερ με σωλήνες περιορίζονται προς το παρόν σε συνθήκες πίεσης από 180 bar έως και 250 bar. Ωστόσο, έχουν παραχωρηθεί εξαιρέσεις να επιτρέπεται η λειτουργία σε υψηλότερες πιέσεις (π.χ. 500 bar ή υψηλότερες). Οι κύλινδροι κατασκευασμένοι από χαλύβδινο σωλήνα χρησιμοποιούνται συχνότερα και μεταφέρουν περίπου 380 κιλά ανά δρομολόγιο. Η χωρητικότητά τους περιορίζεται από το βάρος των χαλύβδινων σωλήνων. Τα τελευταία χρόνια, αναπτύχθηκαν δεξαμενές αποθήκευσης με δυνατότητα χωρητικότητας 560–900 kg υδρογόνου ανά δρομολόγιο και αναμένεται η πιλοτική τους εφαρμογή. [21]

#### Υγροποιημένο H<sub>2</sub>

Το υγροποιημένο υδρογόνο συνιστάται για μικρότερους όγκους και μεγαλύτερες αποστάσεις. Όπως αναφέρθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, για να υγροποιηθεί το υδρογόνο πρέπει να ψυχθεί σε κρυογονικές θερμοκρασίες μέσω μιας διαδικασίας υγροποίησης η οποία έχει υψηλές ενεργειακές απαιτήσεις. Συγκεκριμένα χρειάζονται 10-12 kWh ηλεκτρικής ενέργειας ανά κιλό

υγρού υδρογόνου επίπεδο που αντιστοιχεί στο 30-36% του ενεργειακού περιεχομένου του υδρογόνου (33,33 kWh/kg H<sub>2</sub>). Η ανάπτυξη της τεχνολογίας υγροποίησης υδρογόνου μπορεί να μειώσει την κατανάλωση ενέργειας σε 6,7-7,5 kWh/kg H<sub>2</sub>. Επιπλέον, υπολογίζεται ότι περίπου 1,65% του υδρογόνου χάνεται κατά τη διαδικασία της υγροποίησης ενώ το 0,3% του υγροποιημένου υδρογόνου «χάνεται» λόγω βρασμού κατά τη μεταφορά και την αποθήκευση του.

Η διαδικασία ξεκινά από τη μονάδα υγροποίησης από όπου το υδρογόνο μεταφέρεται ως υγρό σε κατάλληλα μονωμένα, κρυογονικά βυτιοφόρα. Μετά την υγροποίηση, το υγρό υδρογόνο μεταφέρεται στους χώρους διανομής όπου και εξατμίζεται ως αέριο υψηλής πίεσης. Λόγω της υψηλότερης ενεργειακής πυκνότητας που προκύπτει από την υγροποίηση (71 kg/m<sup>3</sup>), η δυνατότητα μεταφοράς υγρού υδρογόνου είναι καλύτερη από το συμπιεσμένο υδρογόνο. Η δυνατότητα μεταφοράς κυμαίνεται στα 4.500 κιλά υγρού υδρογόνου ανά δρομολόγιο ενός βυτιοφόρου ενώ το καθαρό βάρος της δεξαμενής ζυγίζει 24.400 κιλά. Παραδείγματος χάριν, ένας τυπικός σταθμός ανεφοδιασμού με ζήτηση 1500 kg/ημέρα υδρογόνου θα πρέπει να ανεφοδιάζεται τουλάχιστον κάθε τρεις ημέρες. [21]

### *Συμπέρασμα*

Συνεπώς, η χρήση των αγωγών για τη μεταφορά υδρογόνου σήμερα ευνοείται κυρίως για τοπική διανομή σε πυκνοκατοικημένες περιοχές. Οι υποδομές μεγάλης κλίμακας δίνονται να είναι σκόπιμες μετά τη διείσδυση οχημάτων υδρογόνου στην αγορά, που θα καταστήσει τις διαπεριφερειακές μεταφορές υδρογόνου αναγκαίες. Επιπλέον, η μεταφορά υδρογόνου για μικρές αποστάσεις μέχρι 200 χλμ. συνίσταται να γίνεται μέσω βυτιοφόρων σε αέρια κατάσταση. Αντίθετα, το υγροποιημένο υδρογόνο είναι κατάλληλο για μεγαλύτερες αποστάσεις.

## 3.4. Τομείς χρήσης υδρογόνου

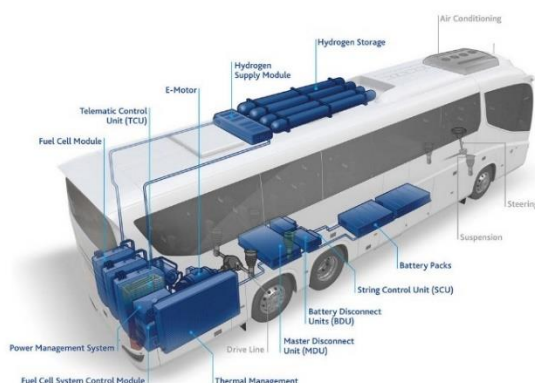
### 3.4.1. Κινητικότητα

Οι μεταφορές με τη χρήση του υδρογόνου ως καύσιμο καλύπτει μια σειρά διαφορετικών οχημάτων για χερσαίες και θαλάσσιες μεταφορές. Λόγω των ευνοϊκότερων χαρακτηριστικών σε όρους ενεργειακής πυκνότητας συγκριτικά με τις μπαταρίες, οι κυψέλες υδρογόνου είναι καταλληλότερες ώστε να ηλεκτροδοτήσουν ένα ευρύ φάσμα οδικών οχημάτων, που κυμαίνεται από επιβατικά αυτοκίνητα έως λεωφορεία, ελαφρά φορτηγά και τρένα. Τα ελαφρού τύπου οχήματα κυψελών υδρογόνου (FCEV) τυχάνουν μεγαλύτερης προσοχής σε εφαρμογές κινητικότητας σήμερα. Πιο αναλυτικά, τα οχήματα άμεσης χρήσης υδρογόνου είναι επί της ουσίας ηλεκτρικά οχήματα που συνδυάζουν τα πλεονεκτήματα της ηλεκτρικής οδήγησης (απουσία θορύβου και ομαλότητα) με μικρότερη χωρητικότητας μπαταρία και την καλή απόδοση του υδρογόνου ως καυσίμου (αυτονομία 500 χλμ. και χρόνος ανεφοδιασμού 3-5 λεπτά). Αξίζει να σημειωθεί ότι η αυτονομία των FCEV είναι δύο ή τρεις φορές καλύτερη συγκριτικά με ένα ηλεκτρικό αυτοκίνητο [22], [23] & [12]

Τα καύσιμα με βάση το υδρογόνο, αποτελούν λύση-κλειδί για την αντιμετώπιση των προκλήσεων στη ναυτιλία. Ακόμα, το υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως αυτοτελές καύσιμο στη ναυτιλία σε μικρότερα πλωτά σκάφη όπως είναι τα πορθμεία. Ένα πλεονέκτημα αυτών των εφαρμογών είναι ότι προσφέρουν την ευκαιρία να αντιμετωπιστούν όχι μόνο οι εκπομπές GHG κατά τη θαλάσσια μεταφορά, αλλά και εκείνες που προκύπτουν για την κάλυψη λοιπών ενεργειακών αναγκών (π.χ. φωτισμός, θέρμανση και ψύξη). [22] & [23]



Οι κορυφαίοι κατασκευαστές οχημάτων κυψελών υδρογόνου σήμερα είναι η Toyota, η Hyundai και η Honda ενώ και άλλες εταιρίες εισέρχονται στην αγορά σταδιακά όπως BMW και Mercedes.



Εικόνα 1. Σχηματική απεικόνιση συστημάτων λεωφορείου κυψελών υδρογόνου.

Πηγή: [24]

### 3.4.2. Κτίρια

Η λήψη αποφάσεων για τη χρήση υδρογόνου στα κτίρια εξαρτάται μεταξύ άλλων παραγόντων, από τον τύπο του κτιρίου, την τοποθεσία, την ιδιοκτησία, το κόστος εξοπλισμού, και τις τιμές της ενέργειας. Πολλοί παράγοντες θα επηρεάσουν την ενδεχόμενη εφαρμογή του υδρογόνου στα κτίρια, συμπεριλαμβανομένων των υφιστάμενων υποδομών φυσικού αερίου και την ασφάλεια του εξοπλισμού. Τα εμπόδια που υπάρχουν σχετίζονται τόσο με το κόστος και την αποδοχή των καταναλωτών, όσο και με προκλήσεις σχεδιασμού, γι' αυτό η χρήση υδρογόνου στα κτίρια περιορίζεται επί του παρόντος σε πιλοτικές εφαρμογές. Ωστόσο, οι δυνατότητες των εφαρμογών υδρογόνου σε κτίρια θέτουν ισχυρές βάσεις για τη θέσπιση ομοειδών πολιτικών της ενεργειακής μετάβασης, οι οποίες επικεντρώνονται στις ακόλουθες εφαρμογές (Πίνακας 3). [22] & [23]

Εφαρμογές στα κτίρια	Πλεονεκτήματα	Τεχνικοί περιορισμοί
Ανάμειξη (H <sub>2</sub> με Φ.Α.)	Χαμηλό κόστος με τεχνική συμβατότητα με τις υπάρχουσες υποδομές και εξοπλισμού φυσικού αερίου.	Αναλογίες ανάμειξης 5-20% κατ' όγκο. <i>(βλ. πίνακα 2)</i>
100% H <sub>2</sub>	Πλήρης απανθρακοποίηση σε περίπτωση πράσινου ή μπλε υδρογόνου.	Αναβάθμιση του υπάρχοντος δικτύου και του εξοπλισμού καύσης φυσικού αερίου.
Χρήση κυψελών καυσίμου και συμπαραγωγή	Πολλαπλές ενεργειακές υπηρεσίες (προσφορά θέρμανσης & ηλεκτρισμού). Δυνατότητα απόκρισης της ζήτησης [DR].	Επένδυση σε ακριβό εξοπλισμό. Απαιτείται έρευνα και ανάπτυξη για βελτίωση της απόδοσης του εξοπλισμού και μείωσης του κόστους απόκτησης του
Μεθάνιο που παράγεται από καθαρό υδρογόνο	Αξιοποίηση υφιστάμενων δικτύων και εξοπλισμού φυσικού αερίου. Πλήρης απανθρακοποίηση.	Επένδυση σε εγκαταστάσεις μεθανοποίησης. Απαιτείται πηγή CO <sub>2</sub> .

Πίνακας 3. Πλεονεκτήματα και περιορισμοί εφαρμογών υδρογόνου στα κτίρια.

Πηγή: [22]

Οι προοπτικές για άμεση χρήση υδρογόνου στα κτίρια περιλαμβάνουν λέβητες υδρογόνου, κυψέλες καυσίμου και ΣΗΘ. Η εν δυνάμει ανάπτυξή τους θα εξαρτηθεί από την αναβάθμιση της υφιστάμενης υποδομής για το φυσικό αέριο και από τις απαιτούμενες προδιαγραφές ασφάλειας. Σε απομακρυσμένες περιοχές ή εκτός δικτύου η ανάπτυξη μιας εφοδιαστικής αλυσίδας με τελική χρήση κτίρια ξενοδοχειακών μονάδων ή πολυκατοικιών κρίνεται σκόπιμη λόγω των υψηλότερων τιμών παραγωγής ενέργειας.

### 3.4.3. Αποθήκευση ενέργειας

Η διαλείπουσα φύση ορισμένων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας τις καθιστά εξαρτώμενες από τον χρόνο και την εποχή. Επομένως, η παραγόμενη πλεονασματική πράσινη ενέργεια πρέπει να αποθηκεύεται αποτελεσματικά έτσι ώστε να παρέχει ευελιξία στις διακυμάνσεις και να προσαρμόζεται στην ακανόνιστη λειτουργία των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Το υδρογόνο αποτελεί «φορέα ενέργειας» παρέχοντας παράλληλα τη δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας. Αν και υπάρχουν αρκετές τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας όπως είναι η αποθήκευση αντλούμενης υδροηλεκτρικής ενέργειας, η αποθήκευση ενέργειας πεπιεσμένου αέρα, οι μπαταρίες κλπ., το υδρογόνο πλεονεκτεί χάριν της υψηλής ικανότητας αποθήκευσης ενέργειας για μεγάλη περίοδο αποθήκευσης. Ωστόσο, αξίζει να σημειωθεί ότι η αποθήκευση υδρογόνου μειονεκτεί λόγω της μικρής απόδοσης του κύκλου αποθήκευσης η οποία κοστίζει περίπου το 60% της αρχικής διαθέσιμης ενέργειας.<sup>4</sup> [22] Παρόλα αυτά, η αποθήκευση μέσω υδρογόνου μπορεί να εφαρμοστεί αντιμετωπίζοντας:

#### Ενεργειακή χρονική μετατόπιση και αγορά ενέργειας:

- Το υδρογόνο αποθηκεύει την περίσσεια πράσινη ενέργεια όταν η προσφορά της ενέργειας είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση ώστε να την επιστρέψει μέσω αντίστροφης ηλεκτρόλυσης όταν χρειάζεται διαμέσου κυψελών καυσίμου. Πιο αναλυτικά, η ενέργεια που παράγεται κατά την περίοδο χαμηλής ζήτησης και χαμηλής τιμής ηλεκτρικής ενέργειας αποθηκεύεται σε μορφή υδρογόνου η οποία κατά την περίοδο υψηλής ζήτησης και υψηλής τιμής ηλεκτρικής ενέργειας μετατρέπεται πίσω σε ηλεκτρική ενέργεια αποκομίζοντας τη διαφορά σε όρους οικονομικού οφέλους. [3]

#### Εποχιακή διακύμανση:

- Το υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την εποχιακή αποθήκευση καθώς η χωρητικότητα αποθήκευσης υδρογόνου μπορεί να φτάσει από MWh έως TWh, λόγω της υψηλής ενεργειακής του πυκνότητας, ενώ οι μπαταρίες τείνουν να χρησιμοποιούνται σε εφαρμογές από kWh έως MWh. Επιπλέον, η χρονική διάρκεια αποθήκευσης του υδρογόνου είναι πολύ μεγαλύτερη από τις μπαταρίες, έως και εβδομάδες ή μήνες, σε σύγκριση με την ωριαία ή εβδομαδιαία δυνατότητα αποθήκευσης των μπαταριών. Όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 6, το υδρογόνο είναι μια από τις καλύτερες εναλλακτικές λύσεις για μεγάλης κλίμακας μακροπρόθεσμη αποθήκευση ενέργειας. [3] & [25]

#### Εξισορρόπηση ηλεκτρικού δικτύου:

Οι υπηρεσίες δικτύου περιλαμβάνουν τον μετριασμό της συμφόρησης, τη ρύθμιση συχνότητας, και την υποστήριξη της τάσης.

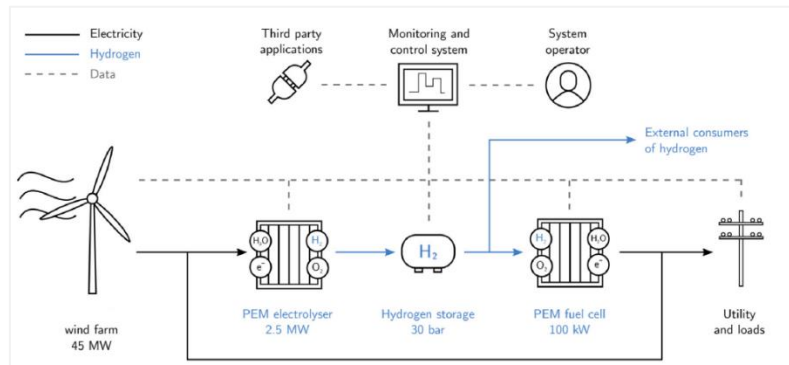
- Το υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τον μετριασμό της συμφόρησης των γραμμών μεταφοράς που μπορεί να προκύψει από ανεπαρκή χωρητικότητα γραμμής.
- Η ρύθμιση συχνότητας του δικτύου στοχεύει στη διατήρηση της κοντά στην τιμή αναφοράς της (50 Hz) το οποίο είναι έργο έγχυσης ή απορρόφησης ισχύος ώστε να διασφαλιστεί η ισορροπία μεταξύ προσφοράς και ζήτησης. Το υδρογόνο είτε μέσω

<sup>4</sup> Αντίθετα, ένας κύκλος αποθήκευσης για μια μπαταρία λιθίου απαιτεί μόλις το 15% της αρχικής ηλεκτρικής ενέργειας.

ηλεκτρολύτη είτε μέσω κυψελών καυσίμου δίνεται να αυξάνει ή να μειώσει το σημείο ρύθμισης ισχύος σύμφωνα με τις ανάγκες της συχνότητας. [3]

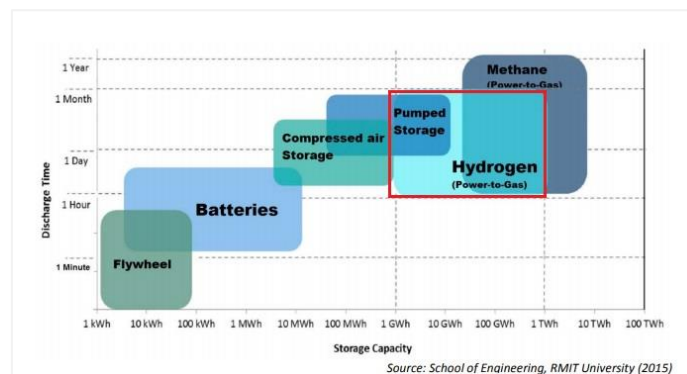
### Αποφυγή αρνητικών τιμών αγορά ενέργειας:

- Συμβολή στην ελάττωση των αρνητικών τιμών στις αγορές. Οι αρνητικές τιμές προκύπτουν ως επί το πλείστον λόγω της ακαμψίας στην μεταβολή φορτίου της παραγωγής, είτε πρόκειται για ανανεώσιμη είτε συμβατική (π.χ. λόγω ελάχιστης ισχύος εξόδου ή περιορισμού μπάρας). Η χρήση ηλεκτρολύτη μπορεί να αυξήσει τη ζήτηση παρέχοντας μια μορφή αρνητικής παραγωγής. [3]



Διάγραμμα 5. Εφοδιαστική αλυσίδα παροχής υπηρεσιών δικτύου μέσω υδρογόνου.

Πηγή: [3]



Διάγραμμα 6. Σύγκριση χωρητικότητας αποθήκευσης για τις υπάρχουσες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας.

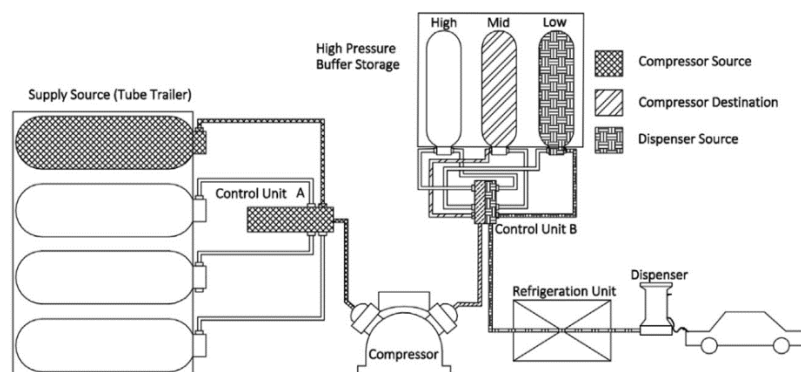
Πηγή: [25]

### 3.5. Σταθμός ανεφοδιασμού υδρογόνου

Σημαντική πρόοδος έχει σημειωθεί στον εξοπλισμό του σταθμού ανεφοδιασμού παρέχοντας υδρογόνο σε υψηλή πίεση και γρήγορη τροφοδότηση οχημάτων κυψελών υδρογόνου.

Για την επίτευξη της ταχείας πλήρωσης οι δεξαμενές των οχημάτων τροφοδοτούνται στην κατάλληλη πίεση σύμφωνα με τον τύπο του οχήματος (π.χ. επιβατικό, λεωφορείο, ακτοπλοϊκό κλπ.). Η ροή του υδρογόνου στο σταθμό ανεφοδιασμού ξεκινά είτε από τη μονάδα παραγωγής (Διάγραμμα 8) είτε από το ενδιάμεσο σημείο της συλλογής με την παράδοσή του σε μεγαλύτερη πίεση από εκείνη που παράχθηκε (Διάγραμμα 9). Στη συνέχεια, μέσω συμπιεστή, εγκατεστημένο

στον σταθμό ανεφοδιασμού, αυξάνεται η πίεση του υδρογόνου σε τρία επίπεδα (χαμηλή, μέση και υψηλή) ώστε να αποθηκευτεί για την πλήρωση των αντίστοιχων οχημάτων κυψελών υδρογόνου (Διάγραμμα 7). Πριν την τροφοδότηση, προηγείται η ψύξη του υδρογόνου<sup>5</sup> σε θερμοκρασίες υπό το μηδέν (-20 έως -40 C) προτού αποσταλεί στο όχημα. Η ψύξη αποτελεί προληπτικό μέτρο για την προστασία και την ασφάλεια των οχημάτων αλλά και της μονάδας εγκατάστασης. [26] & [27]



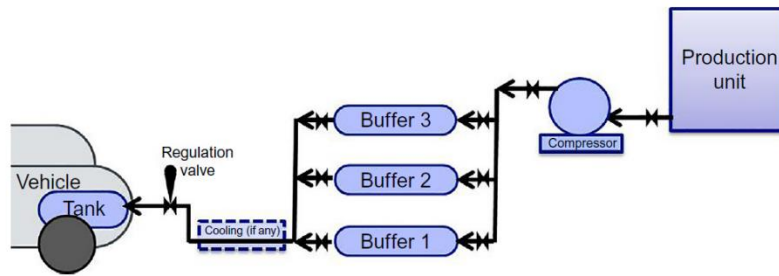
Διάγραμμα 7. Σχηματική απεικόνιση τεχνικού εξοπλισμού σταθμού ανεφοδιασμού υδρογόνου

Πηγή: [26]

Συνολικά, οι δυνατοί τρόποι τροφοδοσίας υδρογόνου διαχωρίζονται σε τέσσερις τύπους σταθμών ανεφοδιασμού[14] :

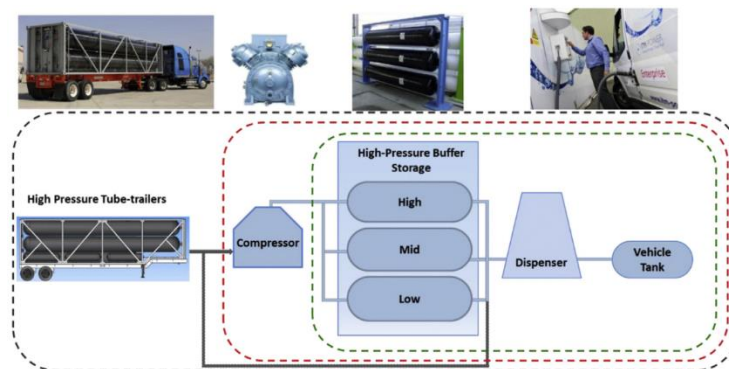
- Τύπος 1: Οι σταθμοί που λαμβάνουν υγροποιημένο υδρογόνο χρησιμοποιώντας εγκαταστάσεις εξάτμισης και συμπίεσης.
- Τύπος 2: Οι σταθμοί που λαμβάνουν συμπιεσμένο αέριο υδρογόνο σε επίπεδα πίεσης 200 bar μέσω βυτιοφόρων και απαιτείται συμπιεστής για περαιτέρω αύξηση της πίεσης σε 400 - 700 bar.
- Τύπος 3: Οι σταθμοί με παροχή αερίου υδρογόνου μέσω αγωγών, το οποίο απαιτεί μονάδα υψηλής συμπίεσης από 100 έως 400–700 bar.
- Τύπος 4: Οι σταθμοί με επιτόπια παραγωγή υδρογόνου από μονάδες ηλεκτρόλυσης στους οποίους η μονάδα συμπίεσης αυξάνει τη πίεση από τα 30 bar στα 400–700 bar.

<sup>5</sup> Το υδρογόνο έχει αρνητικό συντελεστή Joule-Thomson το οποίο σημαίνει ότι θερμαίνεται όταν διαστέλλεται αντί να ψύχεται. Αντίθετα, τα υπόλοιπα αέρια εκτός από το υδρογόνο, το ήλιο και το νέον ψύχονται κατά τη διαστολή.



Διάγραμμα 8. Σχηματική απεικόνιση ανεφοδιασμού υδρογόνου μετά από αποκεντρωμένη παραγωγή, τύπος 4.

Πηγή: [27]



Διάγραμμα 9. Σχηματική απεικόνιση ανεφοδιασμού υδρογόνου μετά από κεντροποιημένη παραγωγή, τύπος 2.

Πηγή: [26]

Οι σταθμοί ανεφοδιασμού υδρογόνου είναι εγκαταστάσεις που πρέπει να πληρούν αυστηρά πρότυπα ασφαλείας λόγω των συνθηκών λειτουργίας τους. Συνοψίζοντας απαιτείται:

- Η αποθήκευση υδρογόνου στα 900 bar, ώστε να τροφοδοτεί μέγιστη πίεση στα 700 bar.
- Η ψύξη του υδρογόνου σε θερμοκρασίες υπό το μηδέν  $-40^{\circ}\text{C}$ .
- Ο χειρισμός εκρηκτικού καυσίμου επιρρεπός σε διαρροή λόγω μικρής μοριακής μάζας.

## 4. Στοιχείο του νερού στην ηλεκτρόλυση

### 4.1. Κατανάλωση νερού

Η ηλεκτρόλυση του νερού είναι μια από τις πιο κατάλληλες μεθόδους για την παραγωγή πράσινου υδρογόνου, η οποία χρησιμοποιεί ως εισροές ηλεκτρισμό και καθαρό νερό για την παραγωγή υδρογόνου με μοναδικό υποπροϊόν το οξυγόνο. Από στοιχειομετρικής άποψης, η παραγωγή υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης νερού καταναλώνει περίπου 9 kg νερού ανά 1 kg υδρογόνου. Υπάρχουν διάφοροι τύποι ηλεκτρόλυσης με ποικίλες τεχνολογικές επιδόσεις και ως εκ τούτου, επίπεδα κατανάλωσης νερού. Λαμβάνοντας υπόψη ορισμένες από τις προδιαγραφές των κατασκευαστών ηλεκτρολύτη, αναφέρονται ελαφρώς υψηλότερες ανάγκες σε νερό ανά κιλό παραγωγής υδρογόνου, οι οποίες κυμαίνονται από 10,01 έως 22,40 λίτρα ανά kg υδρογόνου όπως φαίνεται στον ακόλουθο Πίνακα 4.

Επικρατέστερη Βιβλιογραφία	Κατανάλωση [ Λίτρα H <sub>2</sub> O /1 kg H <sub>2</sub> ]	Σχόλια
[3]	18	Σε εφαρμογή
[28]	13.50 - 15.00	Λήφθηκαν υπόψη: εξάτμιση, διαρροές και υπολογίστηκε 25% περισσότερο νερό για τον καθαρισμό του εξοπλισμού.
[29]	18 - 24	Λαμβάνοντας υπόψη την απομετάλλωση του νερού . *Χρησιμοποιήθηκαν 20kg για μελέτη περίπτωσης από IRENA.
Πάροχοι τεχνολογίας ηλεκτρολυτών: <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Kraftanlagen München GmbH,</li><li>▪ Thyssenkrupp Uhde Chlorine Engineers</li><li>▪ Hydrogenics</li><li>▪ GreenHydrogen.dk</li><li>▪ H-Tec Systems</li></ul>	10 – 11	Αμιγώς για την χημική αντίδραση
<a href="#">Eurowater</a>	10 - 13	Σε εφαρμογή
[30]	9	Θεωρώντας μηδενικές απώλειες

Πίνακας 4. Κατανάλωση νερού κατά την ηλεκτρόλυση

Σε αντίθεση με άλλες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, τα φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα καταναλώνουν οριακές ποσότητες νερού, που σχετίζονται κυρίως με την περιστασιακή απαίτηση πλύσης των πάνελ όπως και των πτερυγίων ανεμογεννητριών. Συνεπώς, λαμβάνοντας υπόψη τον κύκλο ζωής, η κατανάλωση νερού κατά μέσο όρο σε σύστημα συνύπαρξης μονάδας ηλεκτρολύτη και φωτοβολταϊκού πάρκου είναι 43 L ενώ με αιολικό πάρκο είναι 17 L ανά κιλό παραγωγής υδρογόνου. [31] & [32].

## 4.2. Καθαρότητα νερού

Το νερό υψηλής καθαρότητας (πόσιμης ποιότητας) είναι απαραίτητο ως είσοδος στον ηλεκτρολύτη, καθώς λοιπά στοιχεία μπορούν να επηρεάσουν την αντίδραση μειώνοντας τη διάρκεια ζωής του ηλεκτρολύτη. [33] Στον παρακάτω Πίνακα 5 απεικονίζονται χαρακτηρισμοί της καθαρότητας του νερού που απαιτείται ώστε να μην επηρεάζεται η απόδοση του ηλεκτρολύτη ή η διάρκεια ζωής του.

Βιβλιογραφία	Ποιοτικός Χαρακτηρισμός
[34]	«High level of purity»
[31]	«Purity> 99.9%»
[35]	«Ultrapure freshwater»
<a href="#">Eurowater</a>	«Ultrapure water»

Πίνακας 5. Ποιοτικός χαρακτηρισμός καθαρότητας νερού

Παρατηρείται ότι οι χαρακτηρισμοί καθαρότητας του νερού περιορίζονται σε ποιοτικές προδιαγραφές οι οποίες δεν επαρκούν για την πλήρη κατανόηση της. Οι απαιτήσεις ποιότητας νερού ποικίλλουν μεταξύ των κατασκευαστών ηλεκτρολύτη, αλλά συνήθως απαιτείται απιονισμένο νερό, (όπως το νερό Τύπου I ή II όπως ορίζεται από την Αμερικανική Εταιρεία Δοκιμών και Υλικών ASTM), με αγωγιμότητα <math><5 \mu\text{S}/\text{cm}</math>. Έτσι, η βιβλιογραφική μελέτη διευρύνεται σε μελέτες τεχνικών προδιαγραφών που απεικονίζονται στον επόμενο Πίνακα 6.

Επικρατέστερη Βιβλιογραφία	Τεχνικές προδιαγραφές αγωγιμότητας
[28]	<math><5 \mu\text{S}/\text{cm}</math>
[36]	max. $5 \mu\text{S}/\text{cm}$
<a href="#">Eurowater</a>	0.056 έως $5 \mu\text{S}/\text{cm}$

Πίνακας 6. Τεχνικές προδιαγραφές ποιότητας νερού για ηλεκτρόλυση

Αναφορικά με τις τεχνικές προδιαγραφές ποιότητας νερού ο δείκτης της αγωγιμότητας ποικίλλει από 0,056 - 0,055  $\mu\text{S}/\text{cm}$ . Ωστόσο, η ποιότητα μπορεί να εξαρτάται από τον τύπο του εξοπλισμού ηλεκτρόλυσης που χρησιμοποιείται, αλκαλικό ή πολυμερή. [33]

### 4.3. Επιλογή πηγών άντλησης νερού

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται συγκεντρωτικά οι πιθανές πηγές άντλησης νερού μαζί με τις απαραίτητες συναφείς διαδικασίες επεξεργασίας νερού σύμφωνα με τις απαιτήσεις για τροφοδοσία νερού σε μονάδα ηλεκτρόλυσης (Πίνακας 7).<sup>[28]</sup>

Πηγές Νερού	Απαραίτητη επεξεργασία	Λόγος προεπεξεργασίας	Σχόλια - Παρατηρήσεις
Ωκεανοί (θαλασσινό νερό)	1. Κοσκίνιση <sup>6</sup> 2. Αντίστροφη ώσμωση	Αλμυρότητα 36–37%  Περιέχει υψηλά διαλυμένα στερεά (χλωριούχα και θειικά)	Το θαλασσινό νερό επιλέγεται όταν δεν είναι προσβάσιμες άλλες πηγές άντλησης νερού.  Η απόσταση συλλογής μπορεί να είναι απαγορευτική.
Υπόγεια ύδατα	Αντίστροφη ώσμωση	Αφαίρεση ιόντων (ανθρακικά ή μέταλλα όπως σίδηρος/μαγγάνιο).	Πολύ καλής ποιότητας νερό λόγω φιλτραρίσματος από το έδαφος.
Επιφανειακά ύδατα (ποτάμια και λίμνες)	1. Κοσκίνιση 2. Πήξη και η διήθηση <sup>7</sup> 3. Αντίστροφη ώσμωση με άντληση από υψόμετρο (20 m)	TSS, BOD5	Καλής ποιότητας νερό
Νερό από το δημόσιο δίκτυο	Αντίστροφη ώσμωση	Διαλυμένα στερεά	Καλής ποιότητας νερό. Το ποσό που απαιτείται μπορεί να μην επαρκεί σε απομονωμένες περιοχές.
Ανακυκλωμένο νερό (επεξεργασμένα αστικά λύματα ή βιομηχανικά)	1. Πήξη και η διήθηση 2. Αντίστροφη ώσμωση	BOD5, COD, τοξικότητα	Αμφισβητούμενος ο ρυθμός ροής καθ' όλη τη διάρκεια του έτους.
Βρόχινο νερό	1. Κοσκίνιση 2. Αντίστροφη ώσμωση	BOD5, TSS  Εμπεριέχει ενώσεις λόγω απορρόφησης αερίων ή λόγω αποστράγγισης στο έδαφος.	Νερό καλής ποιότητας. Απαιτείται μεγάλη δεξαμενή αποθήκευσης για να εξασφαλιστεί η διαθεσιμότητα νερού καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Η συνέργεια με γεωργικές δραστηριότητες ευνοείται για μείωση του κόστους.
Διεργασίες συμπύκνωσης νερού (π.χ. πύργοι ψύξης)	1. Συλλογή νερού, 2. Συμπύκνωση 3. Αντίστροφη ώσμωση	Διαλυμένα και αιωρούμενα στερεά.	Δύσκολο και δαπανηρό να συλλεχθούν και να συμπυκνωθούν οι υδρατμοί.
Εκβολές ποταμών	1. Κοσκίνιση 2. Αντίστροφη ώσμωση	Αλμυρότητα 33–34%  Φύκια, αιωρούμενα στερεά	Η συλλογή μπορεί να είναι περίπλοκη και δαπανηρή λόγω των διακυμάνσεων της παλίρροιας.

Πίνακας 7. Συγκεντρωτική απεικόνιση πηγών νερού και των τρόπων επεξεργασίας του προς χρήση ηλεκτρόλυσης.

<sup>6</sup> Η κοσκίνιση είναι μέθοδος διαχωρισμού και διαδικασία προ-επεξεργασίας που επιτρέπει διαχωρισμό αποβλήτων που περιέχονται στο ακατέργαστο νερό. Το φιλτράρισμα πραγματοποιείται με άνοιγμα 6 mm έως 0,25 mm χρησιμοποιώντας διάτρητο φύλλο ή συμμάτινο πλέγμα. <sup>[Ref A]</sup>

<sup>7</sup> Η πήξη και η διήθηση είναι μια από τις πιο κοινές τεχνικές επεξεργασίας νερού που χρησιμοποιούνται για την αφαίρεση σωματιδίων και θολότητας από τα επιφανειακά νερά. Ένα πηκτικό (συνήθως είτε άλατα σιδήρου είτε αλουμινίου με πολυμερή υλικά) προστίθεται και αναμιγνύεται με το εισερχόμενο νερό <sup>[Ref B]</sup>.



#### 4.4. Κόστος επεξεργασίας νερού ανά πηγή άντλησης

Κατά την επιλογή της πηγής άντλησης νερού καίριο ζήτημα, πέραν της διαθεσιμότητας της πηγής, αποτελεί το συνολικό κόστος. Σύμφωνα με την βιβλιογραφία [28], πραγματοποιήθηκε αξιολόγηση του κόστους για την τροφοδοσία του νερού σε διαδικασία ηλεκτρόλυσης λαμβάνοντας υπόψη τα προαναφερόμενα ποιοτικά κριτήρια (Πίνακας 8).

Κάθε μία από τις πιθανές πηγές νερού αξιολογήθηκε υιοθετώντας μια προσέγγιση λειτουργικής αξίας αποδίδοντας δείκτες κόστους επένδυσης και λειτουργίας σε ευρώ (€) ανά κυβικό μέτρο (m<sup>3</sup>) επεξεργασμένου νερού. Οι οικονομικοί δείκτες έχουν υπολογιστεί για μια ημιαστική τοποθεσία κοντά στην θαλάσσια ακτή.

Πηγές Νερού	Κόστος με RO		Κόστος χωρίς RO	
	CAPEX (€/m <sup>3</sup> )	OPEX (€/m <sup>3</sup> )	CAPEX (€/m <sup>3</sup> )	OPEX (€/m <sup>3</sup> )
Ωκεανοί (θαλασσινό νερό)	4,648	4,183	-	-
Υπόγεια ύδατα	1,908	1,799	1,769	1,615
Επιφανειακά ύδατα (ποτάμια και λίμνες)	0,856	1,753	0,577	1,553
Νερό από το δημόσιο δίκτυο	1,825	1,910	1,574	1,715
Ανακυκλωμένο νερό από επεξεργασμένα βιομηχανικά λύματα	1,823	1,785	1,544	1,585
Ανακυκλωμένο νερό από επεξεργασμένα αστικά λύματα	2,006	1,785	1,727	1,757
Βρόχινο νερό	-	-	2,793	0,440
Πύργος ψύξης	1,642	1,716	1,391	1,520
Εκβολές ποταμών	1,687	1,746	-	-

Πίνακας 8. Κόστος παροχής νερού με και χωρίς αντίστροφη ώσμωση.

- ◆ Κόστος επένδυσης (CAPEX): Το κόστος νερού περιλαμβάνει κόστος κεφαλαίου για άντληση/συλλογή, μεταφορά νερού, επεξεργασία νερού, αποθήκευση και διάθεση αποβλήτων επεξεργασίας νερού.
- ◆ Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (OPEX): Τα λειτουργικά έξοδα περιλαμβάνουν άντληση /συλλογή, διάθεση απορριμμάτων επεξεργασίας νερού, απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια (για την άντληση, μεταφορά, επεξεργασία και άλλα), χρεώσεις νερού και τέλος έξοδα εργασίας.

#### 4.5. Ιεράρχηση καταλληλότερων πηγών νερού προς ηλεκτρόλυση

Στην παρούσα ενότητα επιλέγονται οι τρεις πιο κατάλληλες πηγές άντλησης νερού με βάση τη διαθεσιμότητα παροχής ακατέργαστου νερού και το συνολικό κόστος επεξεργασίας του νερού ώστε να εξασφαλίζεται η ομαλή λειτουργία της μονάδας ηλεκτρόλυσης σε σκόπιμο κόστος παροχής νερού. Στον παρακάτω Πίνακας 9 απεικονίζονται οι κυριότερες πηγές άντλησης νερού.

Επικρατέστερη Βιβλιογραφία	Καταλληλότερη πηγή	Αιτιολόγηση
SIMOES, Sofia G., et al. Water availability and water usage solutions for electrolysis in hydrogen production. Journal of Cleaner Production, 2021, 315: 128124. [28]	1. Δημόσιο δίκτυο	Μικρό ρίσκο διαθεσιμότητας Μικρό κόστος Αποφυγή περίπλοκων αδειοδοτικών διαδικασιών
	2. Αφαλάτωση θαλάσσιου νερού	Με την επιφύλαξη της απόστασης από την μονάδα αφαλάτωσης
	3. Επεξεργασμένα λύματα	Με την επιφύλαξη της διαθεσιμότητας των λυμάτων
	4. Υπόγεια ύδατα	Με την επιφύλαξη της διαθεσιμότητάς τους.

Πίνακας 9. Ιεράρχηση καταλληλότερων πηγών άντλησης νερού για ηλεκτρόλυση.

Παραδείγματα πιλοτικών έργων με πηγή άντλησης νερού το δημόσιο δίκτυο επαληθεύοντας τα αποτελέσματα της βιβλιογραφίας παρουσιάζονται στον ακόλουθο Πίνακας 10 [28].

Πιλοτικά έργα παραγωγής υδρογόνου	Πηγή νερού	Τεχνικές προδιαγραφές αγωγιμότητας	Ισχύς μονάδας ηλεκτρόλυσης	Μέγιστη παροχή
HyBalance (2018)	Δημόσιο δίκτυο	< 0.2 $\mu\text{S}/\text{cm}$	1.2 MW (PEM)	800 L/h
HySynergy / Everfuel (2022)	Δημόσιο δίκτυο	< 5 $\mu\text{S}/\text{cm}$	20 MW (AEL)	4,500 L/h
Eurowater's Reference project	Δημόσιο δίκτυο	< 0.2 $\mu\text{S}/\text{cm}$	5 MW (PEM)	1200 L/h

Πίνακας 10. Απεικόνιση πιλοτικών έργων παραγωγής υδρογόνου με χρήση νερού από το δημόσιο δίκτυο.

Παρ' όλα αυτά, η παροχή νερού από το δημόσιο δίκτυο δεν είναι πάντα εφικτή λόγω φαινομένων λειψυδρίας που μπορεί να επικρατούν στην περιοχή - παρατηρείται κυρίως σε νησιωτικές περιοχές. Επομένως, σε αυτές τις περιπτώσεις συνίσταται η επιλογή της αφαλάτωσης, ιδιαίτερα αν υφίσταται μονάδα επεξεργασίας θαλασσινού ή υφάλμυρου νερού στο νησί. Σημειωτέον, η συνέργεια μονάδων αφαλάτωσης και ηλεκτρόλυσης έχει αυξανόμενο ενδιαφέρον παρατηρώντας το πλήθος των επιστημονικών δημοσιεύσεων (Διάγραμμα 10).



Διάγραμμα 10. Πλήθος επιστημονικών δημοσιεύσεων σχετικά με αφαλάτωση και ηλεκτρόλυση

#### 4.6. Κατανάλωση ενέργειας για επεξεργασία καθαρισμού νερού

Οι διαδικασίες κάθαρσης και επεξεργασίας του νερού καταναλώνουν ενέργεια η οποία είναι ανάλογη με τις απαιτούμενες δραστηριότητες που εξασφαλίζουν την ποιότητα του νερού σύμφωνα με τις προαναφερθείσες τεχνικές προδιαγραφές αγωγιμότητας. Η ανάλυση πραγματοποιήθηκε μέσω βιβλιογραφικής έρευνας [37], [38], [39] & [40] για τις τέσσερις καταλληλότερες πηγές άντλησης νερού όπως αυτές αναφέρθηκαν κατά σειρά στο προηγούμενο κεφάλαιο.

Η χρησιμοποίηση νερού μέσω δημόσιου δικτύου ύδρευσης διακρίνεται για την λιγότερη ενεργειακή απαίτηση συγκριτικά με τις άλλες πηγές, με ειδική κατανάλωση ενέργειας<sup>8</sup> η οποία δίνεται να είναι μικρότερη και από 1 kWh/m<sup>3</sup>.

Αντιθέτως, στην περίπτωση την άντλησης και επεξεργασίας θαλασσινού νερού συναντάται η υψηλότερη ενεργειακή απαίτηση λόγω του συναφούς απαραίτητου τεχνολογικού εξοπλισμού. Συγκεκριμένα, η ειδική κατανάλωση ενέργειας υπολογίζεται σε 3,5–4,5 kWh/m<sup>3</sup>, συμπεριλαμβανομένων των διεργασιών προ-επεξεργασίας και μετά-επεξεργασίας. Λόγου χάριν, σε μια μονάδα αφαλάτωσης θαλασσινού νερού αντλούμενο από τον Ειρηνικό Ωκεανό με ολικά διαλυμένα στερεά (TDS) 33,5 g/L (33.500 ppm), η συνολική κατανάλωση ενέργειας φτάνει 3,57 kWh/m με το 71% να οφείλεται στη μονάδα αντίστροφης ώσμωσης δεδομένου ότι αποτελεί την πιο ενεργοβόρα διεργασία στην εγκατάσταση.

Η χρήση των αστικών λυμάτων αν και αποτελεί υποσχόμενη επιλογή για την αύξηση της διαθεσιμότητας γλυκού νερού, σε όρους κυκλικής οικονομίας, φέρει σημαντικές προκλήσεις. Υπάρχουν πολλές μεταβλητές που επηρεάζουν την κατανάλωση ενέργειας συσκοτίζοντας τη διαδικασία εκτίμησης των ενεργειακών απαιτήσεων. Ωστόσο, σύμφωνα με πειραματικές δοκιμές σε ένα πιλοτικό έργο αποκεντρωμένης μονάδας συμβατικής επεξεργασίας αστικών λυμάτων η κατανάλωση ενέργειας έφτασε τα 2,98 kWh/m<sup>3</sup>. Παρόμοιο επίπεδο εκτίμησης (2,76 kWh/m<sup>3</sup>) απέδωσε μελέτη που ανέπτυξε μοντέλο αξιολόγησης αντιπροσωπευτικού εύρους ειδικής κατανάλωσης ενέργειας επεξεργασίας νερού.

Η αφαλάτωση των υπόγειων υδάτων, συμπεριλαμβανομένης της μεταφοράς νερού σε κοντινές αποστάσεις, εμπίπτει σε λίγο υψηλότερο εύρος ενεργειακού κόστους (1,0 – 2,0 kWh/m<sup>3</sup>) με την χρήση δημόσιου δικτύου ύδρευσης. Επομένως, όταν υπάρχει εύκολη πρόσβαση σε υπόγεια ύδατα (χαμηλής αλατότητας) οι δυο αυτές επιλογές μπορεί να είναι ανταγωνιστικές μεταξύ τους. Ο Πίνακας 11 που ακολουθεί συνοψίζει τις ειδικές ενεργειακές καταναλώσεις ανά πηγή άντλησης νερού.

Πηγή άντλησης νερού	Ειδική ενεργειακή κατανάλωση	Επικρατέστερη βιβλιογραφία
Αφαλάτωση θαλασσινού νερού	3,5 – 4,5 kWh/m <sup>3</sup>	[37], [38], [39] & [40]
Επεξεργασία λυμάτων	2,76 – 2,98 kWh/m <sup>3</sup>	
Υπόγεια ύδατα	1,0 – 2,0 kWh/m <sup>3</sup>	
Δημόσιο δίκτυο ύδρευσης	0,85 – 1,41 kWh/m <sup>3</sup>	

Πίνακας 11. Συνολική ενεργειακή κατανάλωση για την επεξεργασία νερού ανά πηγή άντλησής του.

<sup>8</sup> Η ειδική κατανάλωση ενέργειας είναι ίση με ενέργεια που απαιτείται για την παραγωγή ενός κυβικού μέτρου νερού από ένα δεδομένο σημείο άντλησης ή τροφοδοσίας.

## 5. Συμπαγωγή οξυγόνου και ηλεκτρόλυση

Κατά την παραγωγή υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης, ο μισός αριθμός γραμμομορίων (n) οξυγόνου παράγεται ταυτόχρονα ως υποπροϊόν του υδρογόνου. Συνεπώς, η ποσότητα του παραπροϊόντος οξυγόνου που θα παραχθεί είναι σημαντική στην περίπτωση παραγωγής μεγάλης κλίμακας υδρογόνου.

Το οξυγόνο δίνεται να χρησιμοποιείται πλήρως, καθώς αποτελεί σημαντικό βιομηχανικό αέριο, που χρησιμοποιείται σε πολλές διαδικασίες όπως η καύση, αεριοποίηση ( $O_2$  ως οξειδωτής), παραγωγής χάλυβα/σιδήρου, τήξης γυαλιού και η επεξεργασία λυμάτων. Η χρήση του οξυγόνου στις βιομηχανικές διαδικασίες θα βελτίωνε την ενεργειακή απόδοση ορισμένων εξ αυτών ενώ θα μπορούσε να συμβάλει σημαντικά στη μείωση της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνεται για την παραγωγή οξυγόνου από τεχνολογίες διαχωρισμού αέρα, όπως είναι ο κρουγονικός διαχωρισμός αέρα. [41] & [42]

Ωστόσο, το οξυγόνο για ιατρική χρήση αποτελεί τον καταλληλότερο τομέα χρήσης του οξυγόνου προερχόμενο από παραπροϊόν ηλεκτρόλυσης λόγω της καθαρότητας του. Όπως έδειξε το πρόσφατο συμβάν πανδημίας COVID-19, η παροχή οξυγόνου στις εγκαταστάσεις υγείας είναι υψίστης σημασίας. Δεδομένου ότι το αέριο οξυγόνο που χρησιμοποιείται για ιατρική περίθαλψη κατηγοριοποιείται ως ιατρικό απόθεμα, παράγεται και παρέχεται σε ένα εξαιρετικά ελεγχόμενο περιβάλλον. Επομένως, η χρήση οξυγόνου για ιατρικούς σκοπούς δεν σχετίζεται με την απανθρακοποίηση ή την ενεργειακή απόδοση αλλά κρίνεται εξαιρετικά σκόπιμο λόγω της πολύ υψηλής τιμής του ιατρικού οξυγόνου, που μπορεί να μειώσει το υψηλό κόστος παραγωγής υδρογόνου της ηλεκτρόλυσης. Στον επόμενο Πίνακα 12 παρουσιάζονται τα απαιτούμενα χαρακτηριστικά της κατάστασης του οξυγόνου ώστε να χρησιμοποιηθεί για ιατρική φροντίδα ενώ ο ακόλουθος του, ο Πίνακας 13, φανερώνει το κόστος του συναφούς τεχνικού εξοπλισμού. [41] & [42]

Απαιτούμενη καθαρότητα	94-99%
Ρυθμός παραγωγής $O_2$	1 κιλό $H_2$ = ½ κιλό $O_2$
Απαιτούμενη πίεση αποθήκευσης	200-300 bar

Πίνακας 12. Χαρακτηριστικά οξυγόνου προοριζόμενο για ιατρική φροντίδα.

Συμπιεστής	100.000€
Δεξαμενή αποθήκευσης	170.000 €/m <sup>3</sup>
Σύστημα στέγωσης	66.000 €
Τιμή πώλησης	3 – 4,5 €/kg $O_2$

Πίνακας 13. Κόστος τεχνικού εξοπλισμού για αποθήκευση και επεξεργασία οξυγόνου.

Πηγή: [43]



Εικόνα 2. Δεξαμενές υδρογόνου και οξυγόνου σε αποκεντροποιημένη μονάδα ηλεκτρόλυσης.

Πηγή: [44]

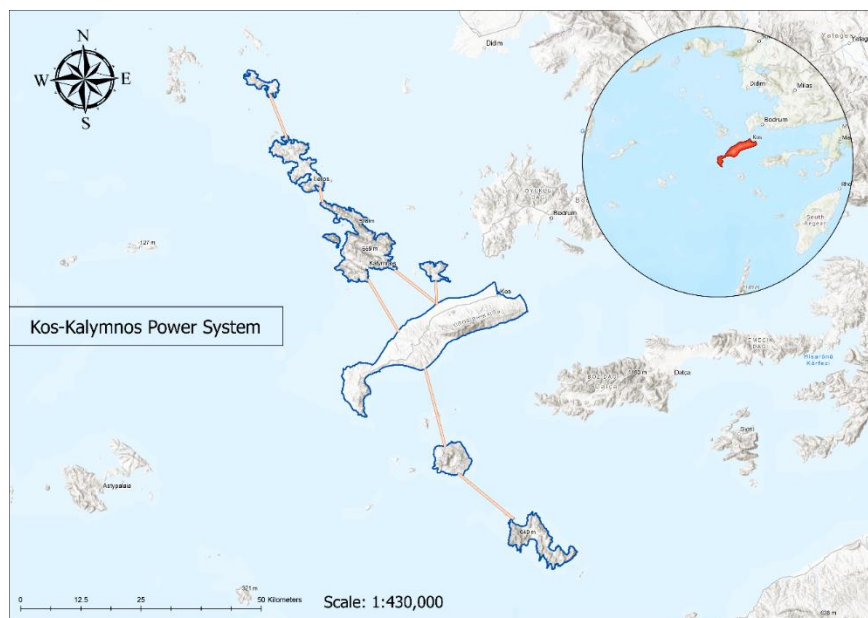
## 6. Μελέτη Περίπτωσης: Νήσος Κως

### *Εισαγωγή στα μη-διασυνδεδεμένα νησιά*

Πολλά ελληνικά νησιά εξακολουθούν να μην είναι διασυνδεδεμένα με την ηπειρωτική χώρα και αντιμετωπίζουν τους τεχνικούς περιορισμούς των ηλεκτρικών συστημάτων εκτός δικτύου λειτουργώντας σαν αυτόνομα συστήματα. Η πλειονότητά τους ηλεκτροδοτείται από τοπικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίοι χρησιμοποιούν αποκλειστικά ντίζελ και μαζούτ. Επιπροσθέτως, κατά την τουριστική περίοδο παρατηρείται υψηλή εποχικότητα και σημαντική ημερήσια διακύμανση στη ζήτηση. Κατά συνέπεια, το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται ραγδαία ενώ το αιολικό και ηλιακό δυναμικό αξιοποιείται περιορισμένα ώστε να διασφαλίζεται η επάρκεια και η προστασία του δικτύου με μονάδες συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής.

### 6.1. Εισαγωγή στο Ηλεκτρικό Σύστημα Κω - Καλύμνου

Το ηλεκτρικό σύστημα Κω – Καλύμνου είναι περίπλοκο καθώς συνδέει συνολικά εννέα Δωδεκάνησα και συγκεκριμένα αποτελείται από τα νησιά Κως (287,61 τ.χλμ), Κάλυμνος (110,58 τ.χλμ), Τήλος (61,49 τ.χλμ), Λέρος (54,05 τ.χλμ), Νίσυρος (41,26 τ.χλμ), Λειψοί (15,84 τ.χλμ), Ψέριμος (14,62 τ.χλμ), Τέλενδος (4,65 τ.χλμ) και το Γυαλί (4,56 τ.χλμ). Οι χωρητικότητες ισχύος των διπλών υποβρύχιων καλωδίων ποικίλλουν από 5 έως 10,4 MVA και συνδέουν τα εννέα αυτόνομα δίκτυα μεταξύ τους για να σχηματίσουν το ενιαίο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας Κω-Καλύμνου (Εικόνα 3).



Εικόνα 3. Χάρτης ΗΣ Κώς-Καλύμνος

Από	Προς	Δυνατότητα μεταφοράς ισχύος	Τύπος καλωδίου (mm <sup>2</sup> )	Μήκος Καλωδίου (χλμ.)
Κως	Κάλυμος	10.4 MVA	(2X) 3 x 150 Al	12.7
		15.2 MVA	(2X) 3 x 95 Cu	15.2
Κάλυμος	Τέλενδος	5 MVA	(2X) 3 x 95 Cu	1.1
Κάλυμος	Λέρος	10.4 MVA	(2X) 3 x 150 Al	4
Λέρος	Λειψοί	5 MVA	(2X) 3 x 35 Al	9.7
Κως	Ψέριμος	5 MVA	(2X) 3 x 35 Al	4.3
Κως	Γυαλί	6.6 MVA	(2X) 3 x 35 Cu	10.4
Γυαλί	Νίσυρος	7.2 MVA	(2X) 3 x 35 Cu	7.2
Νίσυρος	Τήλος	6.6 MVA	(2X) 3 x 35 Cu	16

Πίνακας 14. Υποβρύχια καλωδίωση διασύνδεσης ΗΣ Κως-Κάλυμος

### Μελλοντικά σχέδια διασύνδεσης ΗΣ

Η διασύνδεση των Δωδεκανήσων με την ηπειρωτική χώρα εντάσσεται στο νέο προκαταρκτικό Δεκαετές Αναπτυξιακό Πρόγραμμα του ΑΔΜΗΕ για την περίοδο 2020-2029. Συγκεκριμένα, η διασύνδεση των Δωδεκανήσων, προϋπολογισμού 1,5 δισ. €, προγραμματίζεται να ολοκληρωθεί το 2027. Η διασύνδεση της Κω με το ηπειρωτικό σύστημα μεταφοράς θα γίνει εφικτή μέσω του νέου κέντρου υπερύψηλης τάσης (ΚΥΤ) στην Κόρινθο μέσω υποθαλάσσιου καλωδίου συνεχούς ρεύματος με μήκος 380 χλμ. και ισχύς 900 MW. Στη συνέχεια θα ακολουθήσουν οι άμεσες διασυνδέσεις της Κω με τη Ρόδο και της Ρόδου με την Κάρπαθο. Έτσι, θα εξασφαλιστεί η τροφοδοσία των Δωδεκανήσων από το ηπειρωτικό σύστημα με αποτέλεσμα την αύξηση της αξιοποίησης του δυναμικού των ΑΠΕ σημειώνοντας σημαντικά περιβαλλοντικά και κοινωνικοοικονομικά οφέλη. [45]

## 6.2. Ανάλυση Ηλεκτρικού Συστήματος

Σύμφωνα με το «Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών 2021» [46] και τα «Μηνιαία Πληροφοριακά Δελτία Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά του 2021» [47] παρουσιάζονται στον επόμενο Πίνακα 15 τα κύρια χαρακτηριστικά του ηλεκτρικού συστήματος Κώ-Καλύμνου.

Έτος	Μέσο φορτίο (MW)	Αιχμή φορτίου (MW)	Ζήτηση (MWh)	Μέσος Χρόνος Φορτίου (h)	Συντελεστής Φορτίου (%)	Παραγωγή Ενέργειας από ΑΠΕ (MWh)	Συμβατική παραγωγή ενέργειας (MWh)	Δείσδυση ΑΠΕ (%)
2021	35,87	74	360.323	4.868	48,47%	55.565	304.698	15,42%

Πίνακας 15. Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Κω-Καλύμνου

Συμπληρωματικά, στο σύστημα της Κω-Καλύμνου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 44,2% και 48,5%, ο οποίος χαρακτηρίζεται σχετικά σταθερός επομένως αναδεικνύει ότι το φορτίο του συστήματος είναι εποχικό.

Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων παραγωγής ενέργειας παρατίθεται στον πίνακα 12, αντιπροσωπεύοντας το προφίλ παραγωγής ενέργειας στο τρέχον σύστημα. Συγκεκριμένα, το σύστημα αποτελείται από:

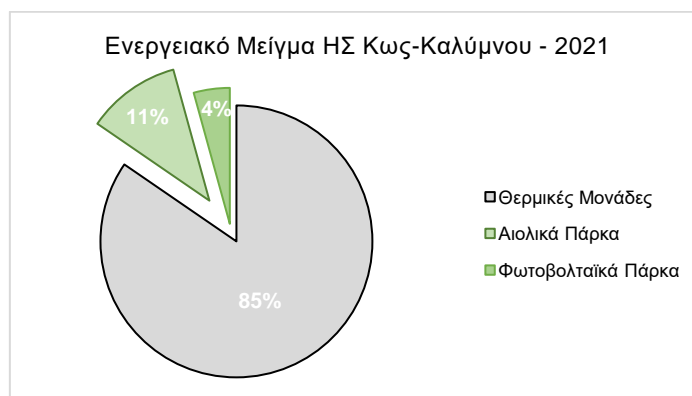
- 4 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 15,2 MW
- 92 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 8,78 MW
- 1 Υβριδικός Σταθμός εγγυημένης ισχύος 0,4 MW
- ΑΣΠ Κω, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 106 MW
- ΑΣΠ Καλύμνου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 14,8 MW

Επιπλέον, απεικονίζεται η αιχμή φορτίου ανά νησί του ΗΣ Κως-Καλύμνου σύμφωνα με την αρχή κάλυψης των εκτάκτων αναγκών και κάλυψης της εφεδρείας διασυνδεδετικού καλωδίου βάσει κριτηρίου N-1. [48]

	Αιολικά Πάρκα (4) [MW]	Φ/Β Πάρκα (92) [MW]	Φ/Β Οροφής [MW]	Φ/Β Net-metering [MW]	Συνολική ή ισχύς ΑΠΕ [MW]	Συνολική ισχύς θερμικών μονάδων [MW]	Αιχμή φορτίου [kW] (Σενάριο N-1)
Κως-Καλύμνος	15,2	8,78	0,702	0,148	24,83	120,8	-
Κως	11,2	7	-	-	18,2	106	-
Καλύμνος	-	1,18	-	-	1,18	14,8	12.800
Λέρος	4	0,5	-	-	4,5	-	9.500
Νίσυρος	-	-	-	-	-	-	1.800
Γυαλί	-	-	-	-	-	-	1.800
Λειψοί	-	-	-	-	-	-	1.450
Τήλος	-	-	-	-	-	-	1.400
Ψέριμος	-	-	-	-	-	-	210
Τέλενδος	-	-	-	-	-	-	160

Πίνακας 16. Εγκατεστημένη ισχύς (MW) σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα Κω-Καλύμνου σε σύγκριση με το φορτίο αιχμής των νησιών.

Το παρακάτω διάγραμμα απεικονίζει το ενεργειακό μείγμα του υπό μελέτη ΗΣ διαχωρίζοντας τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής σε ενέργεια παραγόμενη από συμβατικούς θερμικούς σταθμούς, από αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα. Συγκεκριμένα για την πράσινη ενέργεια, η ηλεκτροπαραγωγή από αιολικά πάρκα έφτασε 40.135,92 MWh ενώ από φωτοβολταϊκά πάρκα μόλις 15.428,96 MWh το 2021, καλύπτοντας το 11% και 4% της συνολικής ζήτησης αντιστοίχως.



Διάγραμμα 11. Ενεργειακό μείγμα ΗΣ Κως-Καλύμνος 2021

Μάλιστα, εκτιμάται ότι το 20% της δυνητικά μέγιστης παραγόμενης ενέργειας από αιολικά πάρκα περικόπτεται υπολογίζοντας απώλεια περίπου 8,3 GWh ανά έτος. Η αξιοποίηση της πλεονάζουσας ενέργειας θα μετρίαζε το μερίδιο συμβατικής ενέργειας στο 82%. Αξίζει να σημειωθεί ότι σύμφωνα με την Απόφαση ΠΑΕ 616/2016, τα εγκεκριμένα περιθώρια διείσδυσης για Α/Π περιορίζονται 10,8 MW ενώ για Φ/Β 6,186 MW. [49]

### 6.3. Αυτόνομοι Σταθμοί Παραγωγής

Υπάρχουν δύο αυτόνομοι θερμικοί σταθμοί στο ΗΣ Κω – Καλύμνου, που καταναλώνουν μαζούτ και ντίζελ οι οποίοι βρίσκονται σε παράλληλη λειτουργία.

- ✚ Ο ΑΣΠ Κω βρίσκεται στην κεντροδυτική Κω, 5 χλμ. νοτιοδυτικά από το Μαστιχάρι και αποτελείται από:
  - Έξι συμβατικές μονάδες, συνολικής ισχύος 73 MW, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ.
  - Αεριοστρόβιλο, ισχύος 12,5 MW.
  - Τρεις συμβατικές μονάδες, συνολικής ισχύος 4,5 MW.
  - Δεκαέξι φορητά Η/Ζ, συνολικής ισχύος 16 MW που καταναλώνουν καύσιμο ντίζελ.

Η συνολική αποδιδόμενη ισχύς ισούται με 106 MW.

- ✚ Ο ΑΣΠ Καλύμνου βρίσκεται στη νότια Κάλυμνο, 1,5 χλμ. ανατολικά από το κεντρικό λιμάνι και αποτελείται από:
  - Τέσσερις συμβατικές Μονάδες, συνολικής ισχύος 12,3 MW, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ.
  - Επιπρόσθετη συμβατική μονάδα, αποδιδόμενης ισχύος 2,5 MW η οποία βρίσκεται σε κατάσταση βλάβης και προβλέπεται η αποκατάσταση της.

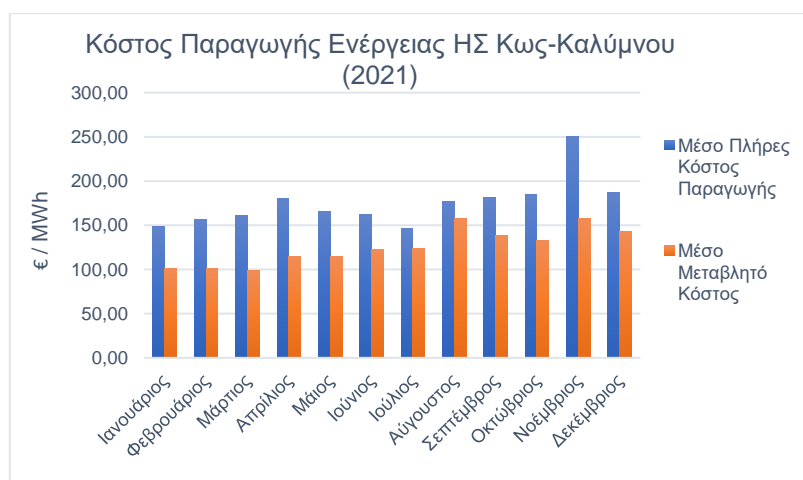
Η συνολική αποδιδόμενη ισχύς ισούται με 14,8 MW.

Οι μονάδες λειτουργούν σύμφωνα με μοντέλο οικονομικής λειτουργίας. Πιο αναλυτικά, μονάδες βάσης και ενδιάμεσου φορτίου λειτουργούν αυτές που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ με σειρά οικονομικότητας. Ο αεριοστρόβιλος και τα φορητά Η/Ζ λειτουργούν ως μονάδες αιχμής καθώς καταναλώνουν καύσιμο ντίζελ.

### 6.4. Κόστος Ηλεκτροπαραγωγής

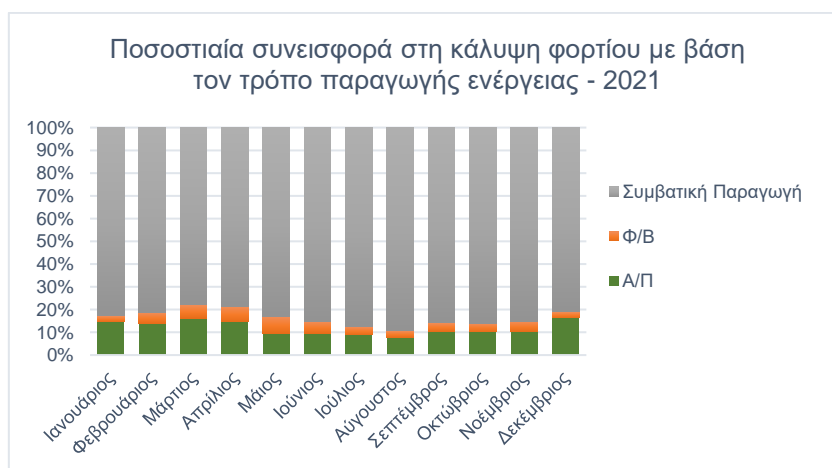
Σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ από τα «Μηνιαία Πληροφοριακά Δελτία Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά του 2021» [47] παρουσιάζεται στο παρακάτω Διάγραμμα 12 το Μέσο Πλήρες Κόστος Παραγωγής και το Μέσο Μεταβλητό Κόστος ενέργειας σε μηνιαία βάση για ο έτος 2021.





Διάγραμμα 12. Κόστος Παραγωγής Ενέργειας του ΗΣ Κως-Καλύμνος 2021

Παρατηρείται ότι το υψηλότερο Μέσο Πλήρες Κόστος Παραγωγής (ΜΠΚΠ) ενέργειας επικράτησε το Νοέμβριο με 251€/MWh ενώ το χαμηλότερο τον Ιούλιο 145€/MWh. Ομοίως, το ακριβότερο Μέσο Μεταβλητό Κόστος (ΜΜΚ) έφτασε τα 157€/MWh τον Αύγουστο και το φθηνότερο τα 98€/MWh τον μήνα Μάρτιο. Στο επόμενο Διάγραμμα 13 ακολουθεί το ποσοστό συνεισφοράς στο φορτίο του ΗΣ Κω-Καλύμνου από τις ΑΠΕ και τις θερμικές μονάδες.



Διάγραμμα 13. Ποσοστιαία συνεισφορά στη κάλυψη φορτίου με βάση τον τρόπο παραγωγής ενέργειας - 2021

Ο ετήσιος βαθμός της διείσδυσης των ΑΠΕ στο ΗΣ Κως-Καλύμνου φτάνει το 15% το οποίο αντικατοπτρίζεται από το παραπάνω διάγραμμα μηνιαίως. Οι συμβατικές μονάδες παραγωγής λειτούργησαν αναλογικά περισσότερο, συγκριτικά με τις ΑΠΕ, καλύπτοντας το 89% του φορτίου τον Αύγουστο του 2021. Αντιθέτως, οι ΑΠΕ τον μήνα Μάρτιο τροφοδότησαν με 22% πράσινη ενέργεια τη ζήτηση του φορτίου όπου επιτεύχθηκε το μέγιστο μερίδιο πράσινης ενέργειας στο φορτίο. Αξίζει να σημειωθεί ότι το μεταβλητό κόστος στο Διάγραμμα 12 επιβεβαιώνει το ποσοστό συνεισφοράς των ΑΠΕ στο Διάγραμμα 13, όπως παρατηρείται συγκρίνοντας τις ακραίες τιμές τους.

## 7. Ανάπτυξη μοντέλου προσομοίωσης οικοσυστήματος υδρογόνου

### 7.1. Ανάπτυξη εφοδιαστικής αλυσίδας υδρογόνου

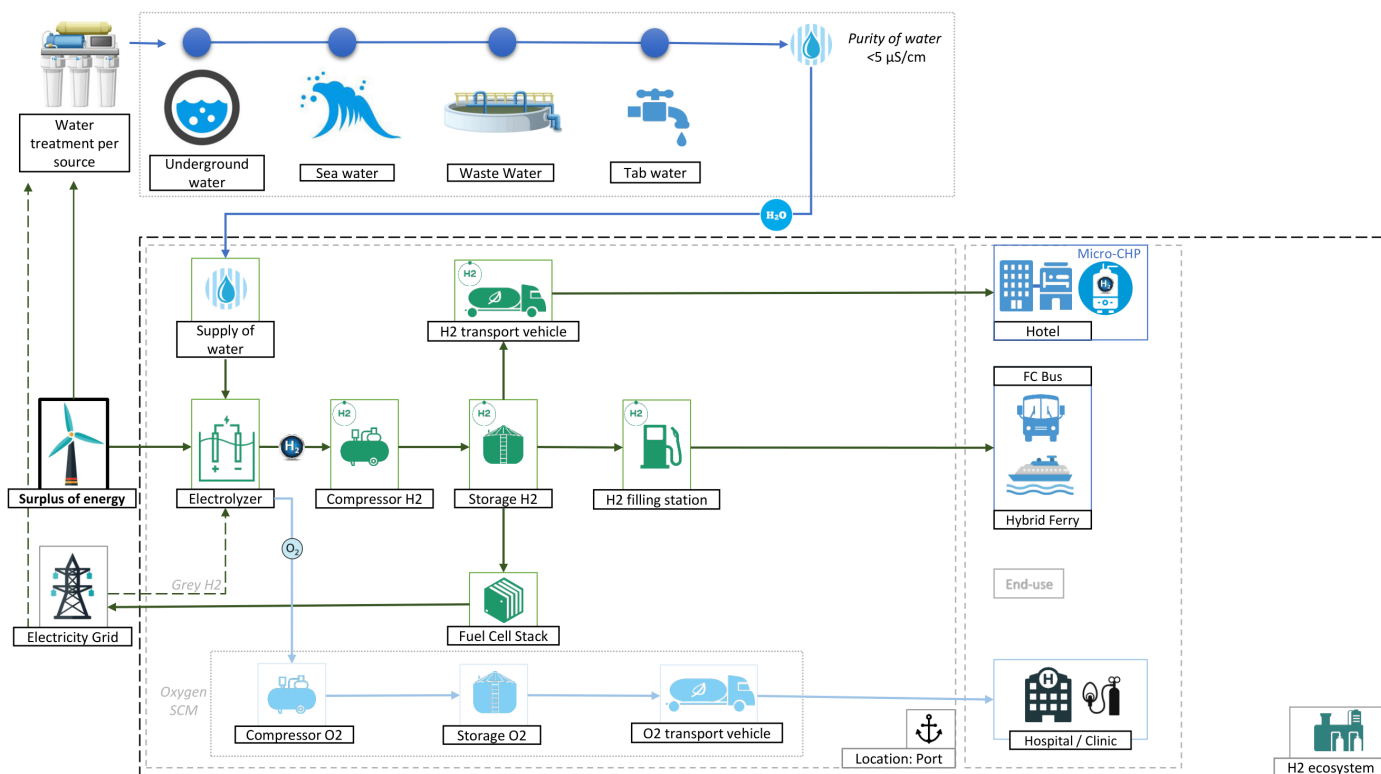
#### *Συλλογισμός ανάπτυξης οικοσυστήματος H<sub>2</sub>*

Η εφοδιαστική αλυσίδα υδρογόνου συνιστάται για την αξιοποίηση της διαθέσιμης πλεονασματικής παραγωγής ηλεκτρισμού από τοπικά αιολικά πάρκα με την προοπτική πιθανής νέας εγκατάσταση συστημάτων ΑΠΕ. Ο συλλογισμός αφορά την ανάπτυξη οικοσυστήματος υδρογόνου με έδρα το δευτερεύον λιμάνι της Κω, στο οποίο θα παράγεται, θα αποθηκεύεται και θα τροφοδοτείται πράσινο υδρογόνο για χρήση στις μεταφορές και στην κάλυψη ηλεκτρικού και θερμικού φορτίου γειτνιάζοντας κτιριακής υποδομής (ξενοδοχειακού συγκροτήματος). Αναφορικά με τις μεταφορές περιλαμβάνεται η κατασκευή σταθμού ανεφοδιασμού υδρογόνου ο οποίος θα είναι προσβάσιμος από τη στεριά και τη θάλασσα για να τροφοδοτεί το φορτίο ενός λεωφορείου κινούμενο με κυψέλες καυσίμου και να εξυπηρετεί μερικό φορτίο του πορθμείου σύνδεσης λιμανιού με τα κοντινά νησιά. Το λεωφορείο θα εξυπηρετεί τις ανάγκες μεταφοράς του νησιού της Κω δεδομένης της αυτονομίας των 400 χλμ. . Ομοίως, το πορθμείο θα εξυπηρετεί τις ακτοποϊκές ανάγκες μεταφοράς των κατοίκων του αρχιπελάγους Κω-Καλύμνου με σημείο ανεφοδιασμού το λιμάνι της Κω. Το λεωφορείο (FCEV) θα προμηθευτεί, αντικαθιστώντας ένα συμβατικό ενώ το πορθμείο θα υβριδοποιηθεί για την χρήση υδρογόνου. Η κάλυψη ηλεκτρικού και θερμικού φορτίου θα είναι εφικτή μέσω εγκατάστασης μονάδας συμπαραγωγής καυσίμου υδρογόνου για ενεργοβόρο κτίριο (ξενοδοχειακό συγκρότημα) που θα βρίσκεται σε κοντινή απόσταση. Συμπληρωματικά, η πλεονασματική παραγωγή πράσινου υδρογόνου θα επιστρέφει στο δίκτυο μέσω αντίστροφης ηλεκτρόλυσης. Κατά αυτόν τον τρόπο θα μειωθεί ο όγκος της αποθήκευσης των δεξαμενών υδρογόνου μειώνοντας σημαντικά το κόστος κεφαλαίου ενώ προκύπτουν έσοδα μέσω πράσινων πιστοποιητικών με την έγχυση ενέργειας στο δίκτυο ή δυνητικής παροχής υπηρεσίας εξισορρόπησης του. Η αποκεντρωμένη παράγωγή επιλέχθηκε για την αποφυγή της ανάγκης μεταφοράς του υδρογόνου ενώ η εγκατάσταση του τεχνικού εξοπλισμού στην παραλιακή ζώνη στοχεύει στην αύξηση της ζήτησης μέσω ενός μόλις σταθμού τροφοδότησης καυσίμου.

#### *Σχηματισμός εφοδιαστικής αλυσίδας*

Το σημείο εκκίνησης είναι η αξιοποίηση της πλεονάζουσας ενέργειας παραγόμενης από τα 15 MW αιολικών πάρκων του ηλεκτρικού συστήματος Κω-Καλύμνου η οποία μέσω του δικτύου διανομής τροφοδοτείται στον ηλεκτρολύτη ενώ μέρος της ενέργειας χρησιμοποιείται για την επεξεργασία του νερού φτάνοντας την απαραίτητη τεχνική αγωγιμότητα που απαιτείται για την ηλεκτρόλυση. Η πηγή του νερού και η αντίστοιχη κατανάλωση της ενέργειας για την επεξεργασία του διερευνώνται σε σενάρια. Μετά την ηλεκτρόλυση παράγεται πράσινο υδρογόνο και συμπαραγωγή οξυγόνου. Το υδρογόνο συμπιέζεται μέσω συμπιεστή και αποθηκεύεται τοπικά. Σύμφωνα με το προφίλ ζήτησης του ξενοδοχειακού συγκροτήματος και των δρομολογίων του λεωφορείου και του πορθμείου το υδρογόνο καταναλώνεται αντίστοιχα μειώνοντας τη στάθμη της μονάδας αποθήκευσης. Για την μεταφορά του υδρογόνου στο ξενοδοχειακό συγκρότημα χρησιμοποιείται συμβατικό όχημα καλύπτοντας αμελητέα απόσταση ανά δρομολόγιο (1,5 χλμ.). Σε περίπτωση πλεονασματικής παραγωγής υδρογόνου, όπου η δεξαμενή αποθήκευσης δεν μπορεί να την απορροφήσει, η στοίβα κυψελών υδρογόνου μετατρέπει το πράσινο υδρογόνο σε ηλεκτρική ενέργεια εγχέοντας την στο δίκτυο. Σε αντίθετη περίπτωση, όταν δεν υπάρχει επαρκής ποσότητα πράσινου υδρογόνου να καλύψει την ζήτηση τότε ενέργεια προμηθεύεται από το

ηλεκτρικό δίκτυο παράγοντας γκρίζο υδρογόνο. Ομοίως, η ενέργεια για την επεξεργασία του νερού (προκειμένου να παραχθεί το γκρίζο υδρογόνο) προμηθεύεται από το δίκτυο, λογίζοντάς την ως συμβατική. Η εφοδιαστική αλυσίδα οξυγόνου περιλαμβάνει αντίστοιχα την περαιτέρω συμπίεσή του μέσω συμπιεστή, την αποθήκευση και τη μεταφορά του στο νοσοκομείο του νησιού για ιατρική περίθαλψη.



Διάγραμμα 14. Πρότυπη εφοδιαστική αλυσίδα προσομοίωσης οικοσυστήματος υδρογόνου

Για την προσομοίωση του ανωτέρω συλλογισμού υπήρξαν οι παρακάτω παραδοχές :

- Η πλεονάζουσα παραχθείσα ενέργεια από τα αιολικά πάρκα δύναται να μεταφερθεί μέσω του δικτύου διανομής χωρίς να προκαλέσει συμφόρηση σε αυτό μέχρι να φτάσει στο σημείο παραγωγής υδρογόνου.
- Ο ηλεκτρολύτης μπορεί να παράξει την ποσότητα γκρίζου υδρογόνου που υπολείπεται για την κάλυψη της ζήτησης.
- Η παραγωγή οξυγόνου μπορεί να αξιοποιηθεί στο σύνολό της από την τοπική νοσοκομειακή κλινική του νησιού.
- Η έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας μετά την αντίστροφη ηλεκτρόλυση του πράσινου υδρογόνου είναι πάντα δυνατή στο δίκτυο.
- Διαθεσιμότητα νερού ανεξαρτήτως πηγής άντλησης.

## 7.2. Παραγωγή υδρογόνου

### 7.2.1. Επιλογή τύπου ηλεκτρολύτη

Ο αλκαλικός ηλεκτρολύτης (AEL) και ο ηλεκτρολύτης πολυμερούς μεμβράνης (PEM) είναι οι δύο τύποι που διατίθενται στο εμπόριο σήμερα. Αρχικά, ο αλκαλικός είναι μια καθιερωμένη τεχνολογία αλλά έχει μειονεκτήματα και περιορισμούς κατά τη λειτουργία του συγκριτικά με τον τύπο PEM. Συγκεκριμένα, σημαντικός περιοριστικός παράγοντας του αλκαλικού τύπου είναι ότι χρειάζονται περίπου 24 έως 85 λεπτά για την έναρξη λειτουργίας του (start-up time). Αυτό προκαλείται λόγω του απαιτούμενου χρόνου θέρμανσης μετά από μια κρύα εκκίνηση. Κατά συνέπεια, δεν συμβαδίζει με τη διαλείπουσα φύση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Ένα άλλο σημαντικό μειονέκτημα του αλκαλικού ηλεκτρολύτη είναι το υψηλό ελάχιστο φορτίο ηλεκτρικής ενέργειας (25% της ονομαστικής του ισχύος). Αυτό υποδηλώνει ότι απαιτείται το ένα τέταρτο της ηλεκτρικής ενέργειας της ονομαστικής του ισχύος για την έναρξη της παραγωγής, διαφορετικά ο ηλεκτρολύτης δεν θα λειτουργήσει. Η δεύτερη εμπορικά διαθέσιμη επιλογή είναι ο τύπος Polymer Electrolyte Membrane (PEM). Αυτή η τεχνολογία είναι πιο ευέλικτη λόγω των καλύτερων χαρακτηριστικών εκκίνησης και τερματισμού. Σε αριθμούς, ο χρόνος θέρμανσης του PEM είναι 5-10 λεπτά λόγω της χαμηλότερης θερμοκρασίας λειτουργίας. Αντίθετα από τον τύπο AEL, ο τύπος PEM δεν χαρακτηρίζεται από περιορισμούς ελάχιστου φορτίου λόγω της χαμηλής διαπερατότητας της μεμβράνης του. Επομένως, για τις ανάγκες ανάπτυξης του μοντέλου επιλέγεται η προσομοίωση του τύπου PEM.

Στον επόμενο Πίνακα 17 απεικονίζονται οι εμπορικά διαθέσιμοι ηλεκτρολύτες τύπου PEM.

Κατασκευαστές	PEM Electrolyser	Ονομαστική Ισχύς (MW)	Πίεση (Bar)	Απόδοση συστήματος (LHV)	H <sub>2</sub> O κατανάλωση (L/H <sub>2</sub> kg)	Χρόνος εκκίνησης	Κατανάλωση ενέργειας (kWh/H <sub>2</sub> kg)	H <sub>2</sub> (kg/h)	H <sub>2</sub> καθαρότητα (%)	Διάρκεια ζωής	O <sub>2</sub> (%)	O <sub>2</sub> flow rate (Nm <sup>3</sup> /h)
Hydrogenics [50]	HyLYZER 4000	20 MW (4 X HyLYZER 1000)	30	≈69%	9	-	40 - 50 <sup>9</sup>	333 - 357	99,998	-	< 2ppm	-
	HyLYZER® 1000	5 MW (2 X HyLYZER 500)	30	≈69%	9	-	40 - 50 <sup>10</sup>	90	99,998	-	< 2ppm	-
	HyLYZER® 500	2,5 MW	30	≈62%	9	-	< 54	45	99,998	-	< 2ppm	-
Siemens [51]	Silyzer 300	17,5 MW (24 Modules)	35	≈ 67 %	10	<1 min	≈ 50	335	99,9999	10 έτη	-	-
Ginner [52]	Allagash	1 MW	40	60 %	-	-	≈ 55	18	99,9995	80.000 ώρες	-	-
Elogen [53]	Open Power	2,5 MW	30	60 %	<22	-	≈ 56	45	99,999	-	<97	250
	ELYTE 260	1,3 MW	30	61%	<22	-	≈ 55	23	99,999	-	<97	130
Proton OnSite [54]	M400	2,1 MW	30	60%	10	<5 min	≈ 55	37	99,9995	-	-	-
ITM Power [Website]	2GEP Skid	5 MW (2 Stacks)	30	-	-	-	-	90	-	-	-	-
Nel Hydrogen [55]	MC500	2,5 MW	30	66%	16	<8 min	50,4	44	99,9995	-	-	-
Green Hydrogen [56]	Hy Provide A-90	0,45 MW	35	62,2%	10	-	51,7	8	99,998	100.000 ώρες	<99	-
H-TEC [Website]	ME450/1400	1 MW	15-30	62%	14	-	54	19	99,999	-	-	-

Πίνακας 17. Εμπορικά διαθέσιμοι ηλεκτρολύτες τύπου PEM ανά κατασκευαστή.

Στον ακόλουθο Πίνακα 18 απεικονίζονται τα τεχνικά στοιχεία του ηλεκτρολύτη μετά από βιβλιογραφική έρευνα σε όρους «state-of-the-art».[57] [58] [59] [60] [61] [10] [62] & [63]

<sup>9</sup> 48 kWh/H<sub>2</sub> kg σε ονομαστικό φορτίο ενώ 51 kWh/H<sub>2</sub> kg για > 8.500 h

Τεχνικές παράμετροι	Εύρος τιμής	Μονάδα μέτρησης
Ονομαστική απόδοση (LHV)	60 - 68	%
Κατανάλωση ενέργειας	47 - 66	kWh / kg H <sub>2</sub>
Ρυθμός παραγωγής H <sub>2</sub>	18 -19	kg H <sub>2</sub> / MW
Διάρκεια ζωής	50.000 - 80.000	ώρες
Ονομαστική ισχύς	1 – 2,5	MW
Εύρος φορτίου	5 - 120	%
Χρόνος κρύας εκκίνησης σε ονομαστική ισχύς	1 - 20	min
Χρόνος θερμής εκκίνησης	10	sec
Πίεση εξόδου H <sub>2</sub>	30 - 40	bar
Καθαρότητα H <sub>2</sub>	99,9 - 99,9999	%
Εμβαδόν κυψέλης (cell)	1.500	cm <sup>2</sup> / MW
Χωρική απαίτηση	0,048	m <sup>2</sup> / kWe
Κόστος κεφαλαίου (CAPEX)	700-1.100	Eur /kW

Πίνακας 18. Χαρακτηριστικά state-of-the-art ηλεκτρολύτη τύπου PEM.

### 7.2.2. Φαινόμενα αλλοίωσης απόδοσης ηλεκτρολύτη

Η αναγνώριση των φαινομένων αλλοίωσης των ηλεκτρολυτών τύπου PEM είναι καθοριστικής σημασίας για την ανάπτυξη αξιόπιστης παραγωγής υδρογόνου και κατά συνέπεια της αποτελεσματικής αξιοποίησης του. Η υποβάθμιση του ηλεκτρολύτη εκδηλώνεται ως σταδιακή αύξηση της τάσης στο χρόνο. Γενικά φαινόμενα αλλοίωσης της απόδοσης ηλεκτρολύτη τύπου PEM είναι: [64], [65], [58] & [36]

- Μείωση της «πυκνότητας ρεύματος ανταλλαγής<sup>10</sup>» λόγω απώλειας του εμβαδού ηλεκτροχημικής επιφάνειας.

Η πυκνότητα του ρεύματος ανταλλαγής αναδεικνύει την δραστηριότητα του ηλεκτροδίου και επηρεάζεται από την ηλεκτροχημικά ενεργή επιφάνεια του καταλύτη. Η επιφάνεια του ηλεκτροδίου επηρεάζει τον ρυθμό της αντίδρασης. Συνεπώς, η αύξηση της επιφάνειας του ηλεκτροδίου ενισχύει τον ρυθμό αντίδρασης όπως και το ρεύμα που ρέει μέσω των ηλεκτροδίων. Έτσι, μια μείωση στην πυκνότητα του ρεύματος ανταλλαγής θα σημάνει συνολική απώλεια στην απόδοση. Για παράδειγμα, μια απώλεια της τάξης 10% του εμβαδού, θα οδηγήσει σε αύξηση της τάσης κατά 3  $\mu\text{V/h}$  (ανεξάρτητα από την πυκνότητα ρεύματος).

- Αύξηση της συνολικής ωμικής αντίστασης κυψέλης.

Μια αύξηση κατά 10% στη συνολική αντίσταση αντιστοιχεί σε 15  $\mu\text{V/h}$  σε 1 A/cm<sup>2</sup> και 30  $\mu\text{V/h}$  σε 2 A/cm<sup>2</sup>.

<sup>10</sup> Χαρακτηρίζει κάθε μεσεπιφάνεια ηλεκτροδίου-διαλύματος σε ισορροπία. Στην κατάσταση ισορροπίας δεν υπάρχει καθαρή πυκνότητα ρεύματος προς ή από το ηλεκτρόδιο. Μεσεπιφάνεια καλείται η περιοχή που διαχωρίζει δύο φάσεις ηλεκτροδίου-ηλεκτρολύτη.

Η υψηλή τάση μπορεί να μην αποτελεί τη μόνη πιθανή ένδειξη υποβάθμισης ενός ηλεκτρολύτη. Πρέπει να ληφθεί υπόψιν η υψηλή πυκνότητα ρεύματος η οποία είναι πιθανό να προκαλέσει υποβάθμιση, καθώς συχνά συνοδεύεται από τα παρακάτω φαινόμενα [64]:

- Αυξημένο σχηματισμό φυσαλίδων, ο οποίος μπορεί να οδηγήσει σε αυξημένη μηχανική επίδραση στα στρώματα των ηλεκτροδίων και ενδεχομένως να προκαλέσει αποκόλληση της καταλυτικής μεμβράνης ή τμήματος της.
- Υψηλότερη συγκέντρωση οξυγόνου κατά την άνοδο, η οποία μπορεί να επιταχύνει τις διαδικασίες διάβρωσης και παθητικοποίησης<sup>11</sup>.
- Αυξημένη κατανάλωση νερού τροφοδοσίας, που οδηγεί σε επιταχυνόμενη συσσώρευση πιθανών ρύπων καταλυτικής μεμβράνης.
- Κατώτερη ποιότητα νερού από τις τεχνικές προδιαγραφές αγωγιμότητας.

Όσον αφορά τη διάρκεια ζωής ενός ηλεκτρολύτη, πρέπει να γίνει διάκριση μεταξύ της στοίβας κυψελών και της συνολικής μονάδας εγκατάστασης. Η διάρκεια ζωής της μονάδας εγκατάστασης έχει τυπική διάρκεια ζωής περίπου 20 έτη για ηλεκτρολύτη τύπου PEM. Ο βαθμός αλλοίωσης των κυψελών καθορίζει τη διάρκεια ζωής τους βάσει μιας αποδεκτής πτώσης στην απόδοση. Παραδείγματος χάριν, μετά από 60.000 ώρες (ή 10 χρόνια) λειτουργίας η αποδεκτή απώλεια στην απόδοση αναμένεται της τάξεως του 10%. Στον επόμενο Πίνακα 19 απεικονίζεται ο βαθμός αύξησης της τάσης σύμφωνα με τον χρόνο λειτουργίας ηλεκτρολύτη τύπου PEM. [58]

Επικρατέστερη Βιβλιογραφία	Διάρκεια λειτουργίας	Βαθμός αύξησης τάσης (μV/h)
[57]	15.000 h	0
	State-of-the-art	<14
[58]	60.000 – 100.000 h	4–8
[10]	15.000 h	0
[3]	40.000 h	0,4–5
[60]	Σταθερή λειτουργία	2-5

Πίνακας 19. Αύξηση της τάσης βάσει του προφίλ λειτουργίας ηλεκτρολύτη PEM.

Επικρατέστερη Βιβλιογραφία	Λειτουργία σε διαφορετικά επίπεδα πυκνότητας ρεύματος	Αποτέλεσμα
[64]	Μέση πυκνότητα ρεύματος (1 A/cm <sup>2</sup> σε 1.7 V)	Μηδενική αλλοίωση
	Υψηλή σταθερή πυκνότητα ρεύματος (2 A/cm <sup>2</sup> σε 1.9 V)	Αύξηση στην συνολική ωμική αντίσταση Μείωση της πυκνότητας ρεύματος ανταλλαγής
	Δυναμική πυκνότητα ρεύματος με διακοπτόμενο προφίλ λειτουργίας	Η υποβάθμιση μειώνεται σε σύγκριση με την υψηλή σταθερή πυκνότητα 2 A/cm <sup>2</sup>

Πίνακας 20. Αποτελέσματα στην απόδοση του ηλεκτρολύτη PEM βάσει διαφορετικών προφίλ πυκνότητα ρεύματος.

Όπως προκύπτει από τον παραπάνω Πίνακα 20, ο βαθμός αλλοίωσης μπορεί να μειωθεί σημαντικά όταν ο ηλεκτρολύτης λειτουργεί με διακοπτόμενο προφίλ. Η εναλλαγή της πυκνότητας

<sup>11</sup> Η παθητικοποίηση, αναφέρεται στην επίστροφή ενός υλικού έτσι ώστε να γίνεται «παθητικό», δηλαδή να επηρεάζεται λιγότερο εύκολα από τις συνθήκες περιβάλλοντος. Η παθητικοποίηση περιλαμβάνει τη δημιουργία ενός εξωτερικού στρώματος το οποίο λειτουργεί ως μικροεπικάλυψη.

έντασης ρεύματος έχει θετική επίδραση στην ανθεκτικότητα, καθώς προκαλεί την ανάκτηση τμημάτων που «υποφέρουν» και έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του βαθμού αλλοίωσης ανά παραγόμενο κιλό υδρογόνου. Συγκεκριμένα, διαπιστώθηκε ότι η μείωση της έντασης ρεύματος βελτιώνει την ανθεκτικότητα μειώνοντας τη συσσώρευση ωμικών απωλειών. Ακόμα, η περιοδική διακοπή του ρεύματος βελτιώνει ακόμη περισσότερο την ανθεκτικότητα. Συμπερασματικά, ο ρυθμός υποβάθμισης δεν είναι μόνο συναρτήσει χρόνου παραγωγής αλλά και προφίλ λειτουργίας. Επιπλέον, συνίσταται η προσαύξηση της διαστασιολόγησης πέραν της συνιστώμενης έτσι ώστε με τη μείωση των ωρών του ονομαστικού φορτίου να μειωθεί και ο βαθμός αλλοίωσης των κυψελών του ηλεκτρολύτη. [64]

Στον επόμενο Πίνακα 21 δίνεται το ποσοστό αλλοίωσης στην απόδοση ενός ηλεκτρολύτη PEM μετρούμενο από την πρώτη ώρα παραγωγής του μέχρι το πέρας λειτουργίας του.

Επικρατέστερη Βιβλιογραφία	Συνολική αλλοίωση από την 1 <sup>η</sup> λειτουργία PEM ηλεκτρολύτη	Υποβάθμιση της απόδοσης ανά έτος λειτουργίας PEM ηλεκτρολύτη
[61]	10%	1%
[58]	3-5%	0,5-2,5%

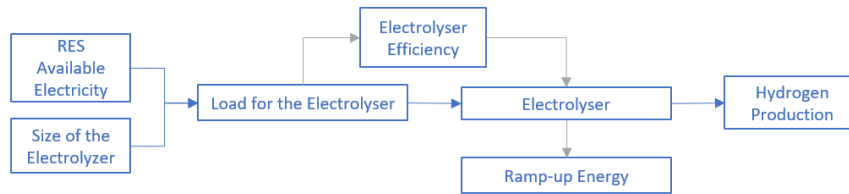
Πίνακας 21. Αλλοίωση απόδοσης ηλεκτρολύτη PEM ανά έτος

Σύμφωνα με τον Buttler [58], μια κυψέλη με τάση 1,9 V ( $\eta_{LHV} = 66.0\%$ ) και γραμμική αλλοίωση 2-4  $\mu\text{V/h}$  με διάρκεια ζωής 80.000 ωρών, αναμένεται να αποδίδει κατά το πέρας λειτουργίας της τάση 2.06-2.22 V ( $\eta_{LHV}=56.5-60.9\%$ ). Συνεπώς, 5-10% μικρότερη συγκριτικά με την πρώτη λειτουργία της. Αυτό αντιστοιχεί σε μέση απόδοση 61,2-63,5%, που είναι περίπου 3-5% λιγότερη από την απόδοση στην αρχή της ζωής της.

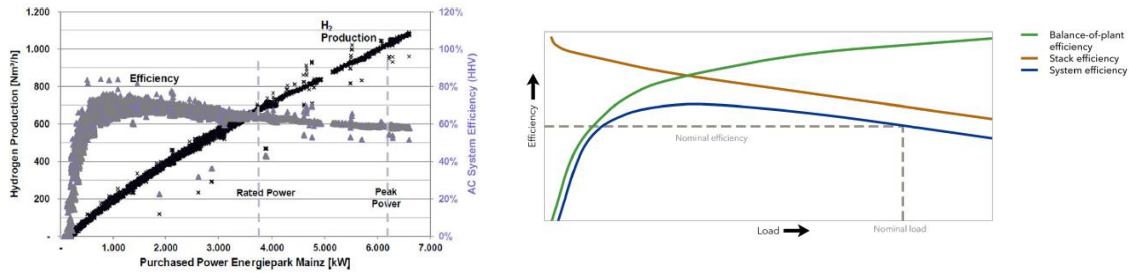
Το κόστος αντικατάστασης κυψελών ισούται με 35% του κόστους κεφαλαίου συστήματος, το οποίο λήφθηκε υπόψιν για το σκοπό της προσομοίωσης κατά το δέκατο έτος της λειτουργίας του ηλεκτρολύτη. [60]

### 7.2.3. Προσομοίωση ηλεκτρολύτη PEM

Ο ηλεκτρολύτης PEM προσομοιώνεται σε ωριαία χρονοσειρά για ένα έτος, λαμβάνοντας υπόψη τη διαθέσιμη (πλεονάζουσα) ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από αιολικά πάρκα. Το μοντέλο θέτει ως στοιχεία εισόδου (inputs) την ονομαστική ισχύ του ηλεκτρολύτη (σε MW) και τη διαθέσιμη ηλεκτρική ενέργεια (σε kWh) ανά ώρα για ένα έτος. Στη συνέχεια, το μοντέλο περιλαμβάνει τον περιορισμό χρόνου θέρμανσης του ηλεκτρολύτη PEM που σημαίνει ότι ένα μέρος της διαθέσιμης ηλεκτρικής ενέργειας καταναλώνεται για τη θέρμανση του εξοπλισμού, στην περίπτωση που την προηγούμενη ώρα δεν λειτουργούσε ο ηλεκτρολύτης. Ο χρόνος θέρμανσης των κελιών του ηλεκτρολύτη έχει οριστεί ως 5 λεπτά καταναλώνοντας το 8% της ενέργειας που εισέρχεται στον ηλεκτρολύτη ( $5\text{min}/60\text{min}=8\%$ ). Επιπλέον, το μοντέλο υπολογίζει την απόδοση του ηλεκτρολύτη ανάλογα με το φορτίο της λειτουργίας του, καθώς η μέγιστη απόδοση του ηλεκτρολύτη μειώνεται καθώς αυξάνεται το ηλεκτρικό φορτίο. Στη συνέχεια, υπολογίζεται η παραγωγή υδρογόνου με βάση τις προαναφερθείσες παραμέτρους. Αξίζει να σημειωθεί ότι ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να αλλάξει τις τεχνικές παραμέτρους όπως η ελάχιστη/μέγιστη απόδοση του ηλεκτρολύτη και ο απαιτούμενος χρόνος θέρμανσης. [58]



Διάγραμμα 15. Σχηματική απεικόνιση προσομοίωσης ηλεκτρολύτη PEM.



Διάγραμμα 16. Αποδοτικότητα συστήματος ηλεκτρολύτη σε συνάρτηση με το φορτίο.<sup>12</sup>

Παρατηρείται ότι η απόδοση συστήματος μειώνεται λογαριθμικά καθώς το φορτίο τείνει να φτάσει την ονομαστική ισχύ. Αυτό σημαίνει ότι για μια δεδομένη διαθέσιμη ηλεκτρική ενέργεια προς ηλεκτρόλυση, η χρήση ηλεκτρολύτη με μεγαλύτερη ονομαστική ισχύ από την προβλεπόμενη, θα αυξήσει την απόδοση. Λόγω αυτής της δυναμικής αλλαγής, για τον σκοπό της προσομοίωσης χρησιμοποιούνται μαθηματικές εξισώσεις.

Είναι γνωστό ότι η μέγιστη απόδοση θα πρέπει να μειώνεται καθώς αυξάνεται το ηλεκτρικό φορτίο. Ακόμα, το επίπεδο της ηλεκτρικής ενέργειας που εισέρχεται στον ηλεκτρολύτη εξαρτάται από την ονομαστική του ισχύ. Έτσι, αναπτύσσεται ο «δείκτης φορτίου» με αριθμητή την ονομαστική ισχύ του ηλεκτρολύτη ( $P_n$ ) και παρονομαστή την εισερχόμενη ηλεκτρική ενέργεια ( $E$ ). Το δεύτερο βήμα είναι η δημιουργία ενός συντελεστή διαφοράς ( $\delta$ ) μεταξύ της μέγιστης απόδοσης και της ελάχιστης απόδοσης. Η διαφορά ( $\delta$ ) αντιπροσωπεύει το μέγιστο εύρος αλλαγής για τον συντελεστή απόδοσης. Στη συνέχεια, απαιτείται η συσχέτιση και των δύο παραγόντων, η οποία γίνεται εφικτή μέσω διαίρεσης της διαφοράς ( $\delta$ ) με το «δείκτη φορτίου», αναπτύσσοντας έτσι τον δείκτη «βαθμός μείωσης απόδοσης». Το τελευταίο βήμα είναι να αφαιρεθεί από την μέγιστη απόδοση ο βαθμός μείωσης απόδοσης. Κατά συνέπεια, ο βαθμός μείωσης απόδοσης θα μειώσει τη μέγιστη απόδοση, σύμφωνα με το ηλεκτρικό φορτίο.

Η απόδοση υπολογίζεται ακολουθώντας σειριακά τις παρακάτω εξισώσεις οι οποίες προσομοιώνουν μαθηματικά την προαναφερθείσα συμπεριφορά.

$$1. \text{ Δείκτης Φορτίου} = \frac{P_n (\text{Ονομαστική Ισχύς})}{E (\text{Ηλεκτρική ενέργεια})}^{13}$$

$$2. \delta = \text{Max απόδοση} - \text{Min απόδοση}$$

$$3. \text{ Βαθμός μείωσης απόδοσης} = \frac{\delta}{\text{Δείκτης Φορτίου}}$$

<sup>12</sup> Αξιολόγηση της απόδοσης συμπεριλαμβανομένων του συμπληρωματικού εξοπλισμού (συμπύεση, ψύξη, καθαρισμός, έλεγχος) του συστήματος ηλεκτρόλυσης τύπου PEM κατασκευής Siemens.

<sup>13</sup> Κάτω από τον περιορισμό ότι η εισερχόμενη ηλεκτρική ενέργεια σε 1 ώρα  $\leq$  Ισχύ ηλεκτρολύτη.



#### 4. Συν. Απόδοση συστήματος = Max απόδοση – Βαθμός μείωσης απόδοσης

Με άλλα λόγια, σε περιόδους που ο «Δείκτης Φορτίου» παίρνει τιμή 100%, ο Βαθμός μείωσης απόδοσης φτάνει στην υψηλότερη τιμή του υποβαθμίζοντας σημαντικά το βαθμό απόδοσης συστήματος ηλεκτρολύτη.

Στον επόμενο Πίνακα 22, παρουσιάζεται η προσομοίωση επιλεγμένης χρονοσειράς πέντε (5) ωρών, με ηλεκτρολύτη ισχύος έστω 4,5 MW, ο οποίος την πρώτη ώρα αναφοράς βρίσκεται σε λειτουργία μέγιστου φορτίου.

Η στήλη «Διαθέσιμη ηλεκτρική ενέργεια», αντιπροσωπεύει την πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια η οποία τίθεται για μετατροπή σε υδρογόνο. Τις δυο πρώτες ώρες αναφοράς η διαθέσιμη ενέργεια είναι υψηλότερη από την ονομαστική ισχύ του ηλεκτρολύτη, επομένως η περίσσεια ηλεκτρική ενέργεια παραμένει ανεκμετάλλευτη και περικόπτεται. Στη συνέχεια, ο ηλεκτρολύτης λειτουργεί σε ονομαστική ισχύ, τις ίδιες ώρες, με την απόδοση να ορίζεται στην ελάχιστη τιμή της όπως προκύπτει από τη σειρά των μαθηματικών εξισώσεων παραπάνω. Και οι δύο παράμετροι «Ηλεκτρική ενέργεια εισόδου» και «Απόδοση» πολλαπλασιάζονται μαζί ενώ το γινόμενο διαιρείται με την ενεργειακή πυκνότητα του υδρογόνου (33,3 kWh/kg) για να υπολογιστεί η παραγωγή υδρογόνου σε κιλά. Κατά την τρίτη και τέταρτη ώρα αναφοράς, η διαθέσιμη ηλεκτρική ενέργεια είναι χαμηλότερη από την ονομαστική ισχύ του ηλεκτρολύτη PEM. Ως αποτέλεσμα, η συνολική ποσότητα διαθέσιμης ηλεκτρικής ενέργειας τροφοδοτείται στον ηλεκτρολύτη ενώ λειτουργεί με μερικό φορτίο αυξάνοντας την απόδοσή του συγκριτικά με τις πρώτες δυο ώρες αναφοράς. Ομοίως, την πέμπτη ώρα αναφοράς, ο ηλεκτρολύτης να φτάνει κοντά στη μέγιστη απόδοσή του (68%) αφού λειτουργεί με λιγότερο από το ¼ της ονομαστικής του χωρητικότητας.

Οι χρόνοι θέρμανσης περιλαμβάνονται επίσης στην προσομοίωση του PEM. Πιο συγκεκριμένα, λαμβάνεται ως χρόνος θέρμανσης τα πέντε λεπτά, γεγονός που σημαίνει ότι μετά από ψυχρή εκκίνηση το 8% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας θα χρησιμοποιηθεί για τη θέρμανση του ηλεκτρολύτη χωρίς καμία παραγωγή υδρογόνου. Ωστόσο, στον Πίνακα 22 ο ηλεκτρολύτης έχει ήδη θερμανθεί και δεν σημειώνονται σχετικές απώλειες.

Συμπληρωματικά, αναφορικά με την παραγωγή οξυγόνου ο μισός αριθμός γραμμομορίων (n) του υδρογόνου παράγεται ταυτόχρονα. Επομένως, στη στήλη παραγωγής του οξυγόνου αναγράφονται τα μισά κιλά του υδρογόνου.

Ώρες Αναφοράς	Διαθέσιμη ηλεκτρική ενέργεια (kWh)	Είσοδος ηλεκτρικής ενέργειας στον PEM (kWh)	Απόδοση συστήματος ηλεκτρολύτη PEM (%)	Παραγωγή πράσινου υδρογόνου (kg)	Παραγωγή οξυγόνου (kg)
1	5631,6	4500	60%	81,04	40,70
2	5571,6	4500	60%	81,04	40,70
3	4278,1	4278	60%	77,55	38,77
4	2880,9	2881	63%	54,37	27,18
5	963	963	66%	19,16	9,58

Πίνακας 22. Παράδειγμα προσομοίωσης ηλεκτρολύτη

#### 7.2.4. Διαστασιολόγηση ηλεκτρολύτη

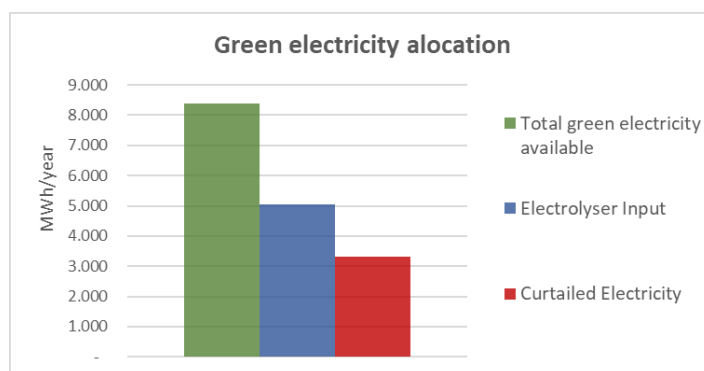
Η διαστασιολόγηση του ηλεκτρολύτη εξαρτάται από τρεις κύριες παραμέτρους πέραν των οικονομικών παραγόντων (π.χ. κόστος ανά παραγόμενο κιλό υδρογόνου). Ο πρώτος αφορά το επίπεδο της πράσινης ενέργειας που δεν αξιοποιείται και άρα περικόπτεται καθώς δεν είναι δυνατό ήδη να εγχυθεί στο ηλεκτρικό δίκτυο. Ο δεύτερος είναι οι ώρες πλήρους λειτουργίας του ηλεκτρολύτη που συνάδουν με τα αποτελέσματα της καμπύλης διάρκειας φορτίου του. Ο τελευταίος και εξίσου σημαντικός είναι ο ρυθμός αλλοίωσης του ηλεκτρολύτη δεδομένου του ότι μεγάλο πλήθος ωρών λειτουργίας σε ονομαστική ισχύ θα καταπονήσουν σημαντικά τις κυψέλες.

#### 1. Επίπεδο περικοπτόμενης ενέργειας

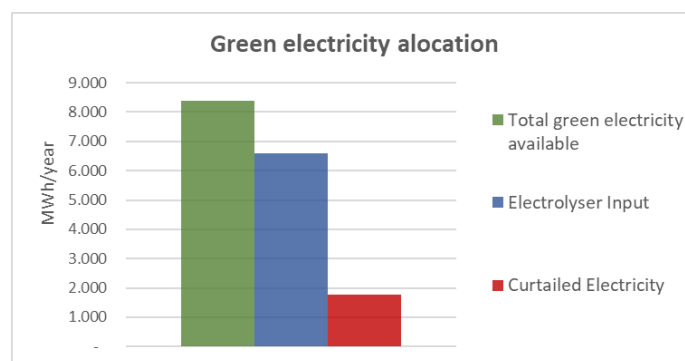
Ονομαστική Ισχύς Ηλεκτρολύτη PEM (MW)	Επίπεδο περικοπτόμενης ενέργειας (MWh/έτος)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης ενέργειας
2	3.329	39,7%
3	1.784	21,3%
4	794	9,5%
5	257	3,1%

Πίνακας 23. Επίπεδο περικοπτόμενης ενέργειας σε διαφορετικά επίπεδα ισχύος ηλεκτρολύτη

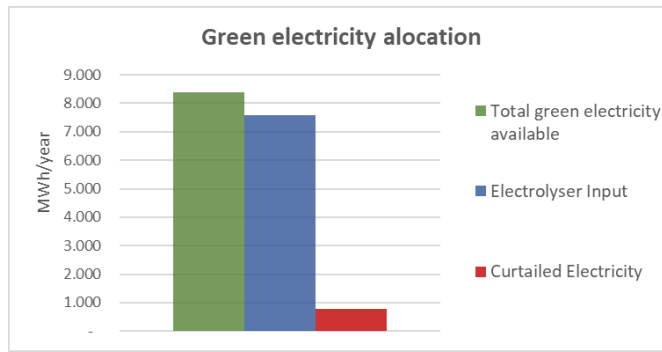
Ακολουθούν τα αντίστοιχα διαγράμματα κατανομής ηλεκτρικής ενέργειας αναδεικνύοντας το επίπεδο περικοπτόμενης ενέργειας σε σχέση με το διαθέσιμο δυναμικό:



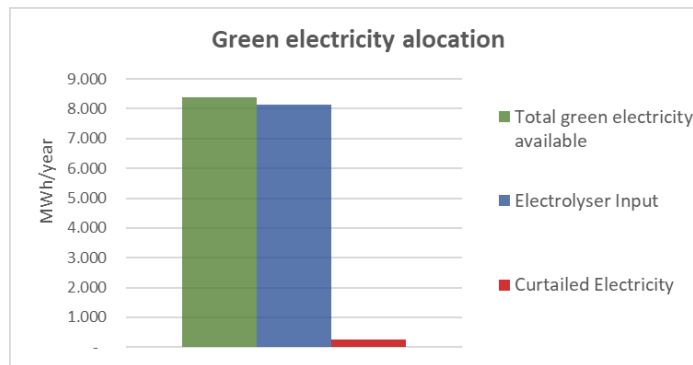
Διάγραμμα 17. Κατανομή πράσινης ενέργειας πριν την ηλεκτρόλυση (PEM = 2 MW)



Διάγραμμα 18. Κατανομή πράσινης ενέργειας πριν την ηλεκτρόλυση (PEM = 3 MW)



Διάγραμμα 19. Κατανομή πράσινης ενέργειας πριν την ηλεκτρόλυση (PEM = 4 MW)



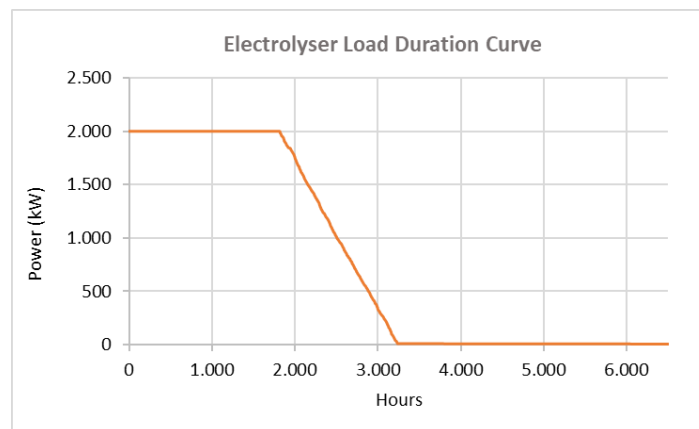
Διάγραμμα 20. Κατανομή πράσινης ενέργειας πριν την ηλεκτρόλυση (PEM = 5 MW)

## 2. Ώρες πλήρους λειτουργίας ηλεκτρολύτη

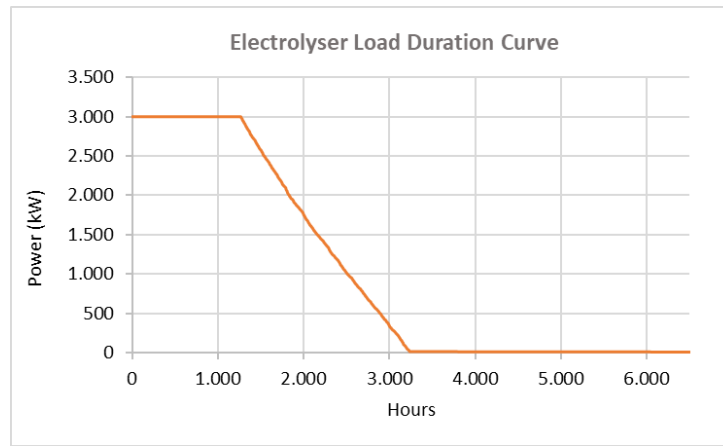
Ονομαστική Ισχύς Ηλεκτρολύτη PEM (MW)	Ώρες πλήρους λειτουργίας ηλεκτρολύτη	Συντελεστής χρησιμοποίησης ( $C_f$ )
2	2.527	28,8%
3	2.200	25,1%
4	1.897	21,7%
5	1.625	18,6%

Πίνακας 24. Συντελεστής χρησιμοποίησης σε διαφορετικά επίπεδα ισχύος ηλεκτρολύτη

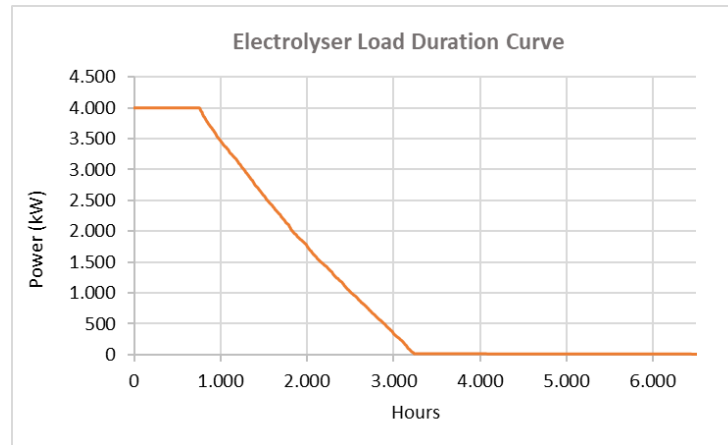
Ακολουθούν τα αντίστοιχα διαγράμματα διάρκειας φορτίου του ηλεκτρολύτη:



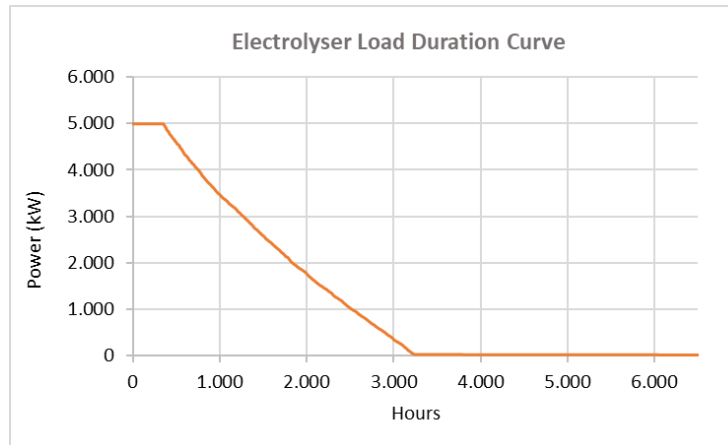
Διάγραμμα 21. Καμπύλη διάρκειας φορτίου ηλεκτρολύτη ισχύος 2 MW



Διάγραμμα 22. Καμπύλη διάρκειας φορτίου ηλεκτρολύτη ισχύος 3 MW



Διάγραμμα 23. Καμπύλη διάρκειας φορτίου ηλεκτρολύτη ισχύος 4 MW



Διάγραμμα 24. Καμπύλη διάρκειας φορτίου ηλεκτρολύτη ισχύος 5 MW

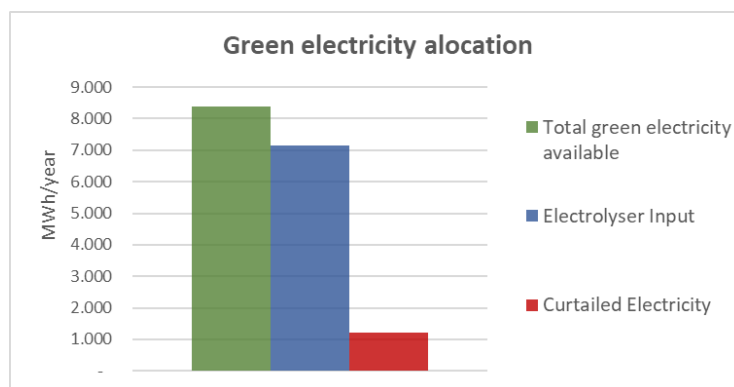
### 3. Ρυθμός αλλοίωσης ηλεκτρολύτη

Συνίσταται η προσαύξηση της ονομαστικής ισχύος από την προβλεπόμενη σύμφωνα με τους δυο πρώτους παραμέτρους ώστε να μειωθούν οι ώρες λειτουργίας πλήρους φορτίου. Ως συνέπεια, ο ρυθμός αλλοίωσης του ηλεκτρολύτη δεν αναμένεται σημαντικός όπως προέκυψε από την αντίστοιχη ανάλυση στο κεφάλαιο 7.2.2 .

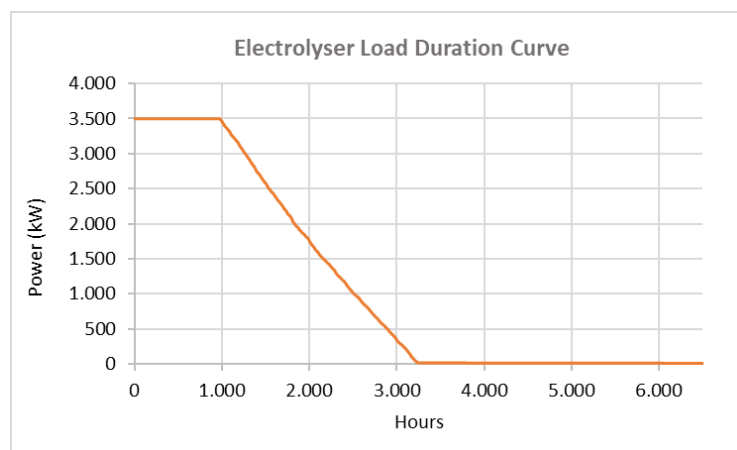
Συμπερασματικά, λαμβάνοντας υπόψιν τα παραπάνω επιλέγεται ηλεκτρολύτης ονομαστικής ισχύος 3,5 MW.

Τεχνικά χαρακτηριστικά	Τιμές
Ονομαστική Ισχύς Ηλεκτρολύτη PEM (MW)	3,5 MW
Συντελεστής χρησιμοποίησης ( $C_f$ )	23,04%
Ποσοστό περικοπτόμενης επί της συνολικής διαθέσιμης ενέργειας	14,06%

Πίνακας 25. Τεχνικά χαρακτηριστικά διαστασιολόγησης ηλεκτρολύτη



Διάγραμμα 25. Κατανομή πράσινης ενέργειας πριν την ηλεκτρόλυση (PEM = 3,5MW)



Διάγραμμα 26. Καμπύλη διάρκειας φορτίου βέλτιστης διαστασιολόγησης ισχύος 3,5 MW

### 7.3. Προσομοίωση της ζήτησης H<sub>2</sub>O και της ηλεκτρικής κατανάλωσης για την επεξεργασία του.

Στην παρούσα ενότητα εξηγείται ο υπολογισμός της ζήτησης του νερού και της αντίστοιχης ηλεκτρικής ενέργειας για την επεξεργασία του ώστε να τροφοδοτηθεί στον ηλεκτρολύτη.

Στον επόμενο Πίνακας 26, παρουσιάζεται η προσομοίωση επιλεγμένης χρονοσειράς πέντε (5) ωρών. Η στήλη «παραγωγή πράσινου υδρογόνου» χρησιμοποιείται ως βάση για να προσδιοριστεί το απαιτούμενο επίπεδο νερού ώστε να παραχθεί η αντίστοιχη ποσότητα υδρογόνου. Σύμφωνα με το κεφάλαιο 4.1, η απαίτηση νερού για την παραγωγή ενός κιλού υδρογόνου ορίζεται ως 20 λίτρα. Επομένως, η ζήτηση νερού ισούται με το γινόμενο του παραγόμενου υδρογόνου και της κατανάλωσης του νερού ανά κιλό υδρογόνου. Έπειτα, υπολογίζεται η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται για να εξασφαλιστεί η απαραίτητη τεχνική αγωγιμότητα του νερού προσαρμοσμένη στην πηγή άντλησης του. Συγκεκριμένα, η ποσότητα νερού που υπολογίστηκε προηγουμένως (τρίτη στήλη) πολλαπλασιάζεται με τον αντίστοιχο δείκτη ενεργειακής κατανάλωσης επεξεργασίας νερού σύμφωνα με το κεφάλαιο 4.6 και τον ακόλουθο πίνακα.

Ωρες Αναφοράς	Παραγωγή πράσινου <sup>14</sup> υδρογόνου (kg)	Απαιτούμενο επίπεδο νερού τροφοδοσίας προς τον ηλεκτρολύτη (Λίτρα)	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση θαλασσινού νερού (kWh)	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για επεξεργασία λυμάτων (kWh)	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για επεξεργασία υπόγειων υδάτων (kWh)	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για επεξεργασία νερού δημόσιου δικτύου (kWh)
1	12,38	247,59	1,0	0,7	0,4	0,22
2	24,56	491,25	2,0	1,4	0,7	0,44
3	45,94	918,86	3,7	2,6	1,4	0,83
4	88,24	1.764,72	7,1	4,9	2,6	1,59
5	90,70	1.814,01	7,3	5,1	2,7	1,63

Πίνακας 26. Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για την επεξεργασία του νερού.

Πηγή άντλησης νερού	Ειδική ενεργειακή κατανάλωση
Αφαλάτωση θαλασσινού νερού	4 kWh/m <sup>3</sup>
Επεξεργασία λυμάτων	2,8 kWh/m <sup>3</sup>
Υπόγεια ύδατα	1,5 kWh/m <sup>3</sup>
Δημόσιο δίκτυο ύδρευσης	0,9 kWh/m <sup>3</sup>

Πίνακας 27. Επιλεγμένες τιμές ειδικής ενεργειακής κατανάλωσης επεξεργασίας νερού ανά πηγή άντλησης του.

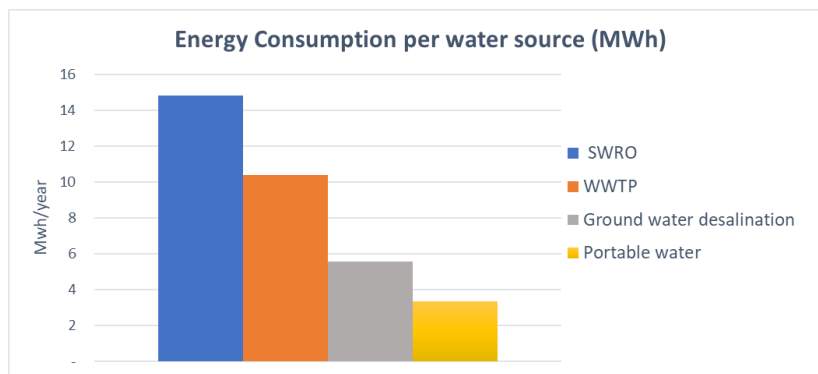
Για την διερεύνηση διαφορετικών σεναρίων το μοντέλο δίνει τη δυνατότητα στον χρήστη να συμπεριλάβει το στοιχείο του νερού ή όχι. Επομένως, ακολουθήθηκε σχετική προσομοίωση για να εξυπηρετηθεί ο σκοπός αυτός. Συνεπώς, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας που υπολογίστηκε στον παραπάνω Πίνακας 26 αφαιρείται από το επίπεδο παραγωγής υδρογόνου μετατρέποντας την απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια σε κιλά υδρογόνου μέσω της πυκνότητας ενέργειας υδρογόνου (33,33 kWh/kg). Έτσι, το τελικό επίπεδο παραγωγής υδρογόνου θα είναι μικρότερο συγκριτικά με το προαναφερθέν (Πίνακας 22) σε επίπεδο ίσο με την κατανάλωση ενέργειας επεξεργασίας του νερού, όπως φαίνεται στον παρακάτω πίνακα.

<sup>14</sup> Παρεμφερείς διαδικασία ακολουθείται για το γκρίζο υδρογόνο.

Ωρες Αναφοράς	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση θαλασσινού νερού (kWh)	Τελικό επίπεδο παραγωγής υδρογόνου μετά από αφαλάτωση θαλασσινού νερού (kg)	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για επεξεργασία λυμάτων (kWh)	Τελικό επίπεδο παραγωγής υδρογόνου μετά από επεξεργασία λυμάτων (kg)	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για επεξεργασία υπόγειων υδάτων (kWh)	Τελικό επίπεδο παραγωγής υδρογόνου μετά από επεξεργασία υπόγειων υδάτων (kg)	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για επεξεργασία νερού δημόσιου δικτύου (kWh)	Τελικό επίπεδο παραγωγής υδρογόνου μετά από επεξεργασία νερού δημόσιου δικτύου (kg)
1	1,0	12,350	0,7	12,359	0,4	12,369	0,22	12,373
2	2,0	24,504	1,4	24,521	0,7	24,540	0,44	24,549
3	3,7	45,833	2,6	45,866	1,4	45,902	0,83	45,918
4	7,1	88,024	4,9	88,088	2,6	88,156	1,59	88,188
5	7,3	90,483	5,1	90,548	2,7	90,619	1,63	90,652

Πίνακας 28. Επίπεδο παραγωγής υδρογόνου συμπεριλαμβάνοντας την ενέργεια επεξεργασίας νερού.

Όπως ήταν αναμενόμενο από τον Πίνακα 27, η αφαλάτωση (SWRO) είναι η πιο ενεργοβόρα διαδικασία επεξεργασίας του νερού.



Διάγραμμα 27. Κατανάλωση ενέργειας για επεξεργασία νερού ανά πηγή άντλησης για ένα έτος.

## 7.4. Προσομοίωση ζήτησης υδρογόνου

Η ζήτηση υδρογόνου κατηγοριοποιείται ανά τομέα χρήσης υδρογόνου. Πιο συγκεκριμένα, οι χρήσεις υδρογόνου έγκεινται σε μεταφορές, κτίρια, αποθήκευση και στο ηλεκτρικό δίκτυο. Ο τρόπος προσομοίωσης κάθε κατηγορίας περιγράφεται στις επόμενες υπό-ενότητες.

### 7.4.1. Μεταφορές - Υδρογονοκίνητα οχήματα

Η κατηγορία των μεταφορών, περιλαμβάνει την προσομοίωση δρομολογίων λεωφορείων και πορθμείου κυβελών καυσίμου υπολογίζοντας την ζήτηση σε ωραία βάση σύμφωνα με την κατανάλωση τους.

Αναφορικά με τα δρομολόγια του πορθμείου και του λεωφορείου, αυτά διαφοροποιούνται ανάλογα με την εποχικότητα αυξάνοντας τη συχνότητά τους κατά την καλοκαιρινή περίοδο. Αξίζει να σημειωθεί ότι το πορθμείο προσομοιώνεται λογίζοντας ένα μέρος του φορτίου για ώθηση από καύσιμο υδρογόνου ενώ το υπόλοιπο καλύπτεται από την υπάρχουσα μηχανή

εσωτερικής καύσης από diesel. Ο επόμενος πίνακας απεικονίζει την ακολουθία των δρομολογίων που ορίζεται από τον χρήστη του μοντέλου σε χιλιομετρική απόσταση ανά ώρα.

Ώρες ημ.	Λεωφορείο (χλμ.)	Πορθμείο (χλμ.)	Ώρες ημ.	Λεωφορείο (χλμ.)	Πορθμείο (χλμ.)
0:00	0	0	14:00	44	0
1:00	0	0	15:00	0	15
2:00	0	0	16:00	0	50
3:00	0	0	17:00	44	21
4:00	0	0	18:00	44	0
5:00	0	0	19:00	0	0
6:00	0	0	20:00	0	0
7:00	0	21	21:00	44	0
8:00	44	50	22:00	44	0
9:00	44	15	23:00	0	0
10:00	0	10			
11:00	0	29			
12:00	0	10			
13:00	44	0			

Πίνακας 29. Εισαγωγή απαιτούμενης χιλιομετρικής απόστασης για υδρογονοκίνητα οχήματα.

Ο ίδιος Πίνακας 29 συμπληρώνεται δυο φορές για την διαφοροποίηση των δρομολογίων εντός και εκτός τουριστικής σεζόν.

Μετά την συμπλήρωση της χιλιομετρικής ζήτησης ανά ώρα από το χρήστη, ακολουθεί ο υπολογισμός της ζήτησης υδρογόνου.

Στον επόμενο Πίνακα 30, παρουσιάζεται η προσομοίωση επιλεγμένης χρονοσειράς πέντε (5) ωρών. Η στήλη «ζήτηση κάλυψης απόστασης» αναδεικνύει τη χιλιομετρική απόσταση που απαιτείται να διανύσει το λεωφορείο σύμφωνα με το δρομολόγιο που έχει οριστεί. Η επόμενη στήλη «δεξαμενή καυσίμου» φανερώνει τα εναπομείναντα χιλιόμετρα. Η τέταρτη στήλη προσδιορίζει τις ώρες ανεφοδιασμού λόγω έλλειψης καυσίμου για να διασχίσει την απαιτούμενη χιλιομετρική απόσταση που δηλώθηκε στη δεύτερη στήλη. Η τελευταία στήλη εξισώνει την ώρα κάθε ανεφοδιασμού με το επίπεδο πλήρωσης της δεξαμενής υδρογόνου.

Ώρες Αναφοράς	Ζήτηση κάλυψης απόστασης λεωφορείου (χλμ.)	Δεξαμενή καυσίμου (χλμ.)	Ανεφοδιασμός	Ζήτηση υδρογόνου (kg)
1	0	49	-	-
2	0	49	-	-
3	44	5	1	45
4	44	400	-	-
5	0	400	-	-

Πίνακας 30. Δειγματική προσομοίωση ζήτησης υδρογόνου λεωφορείου

Κατά τις δυο πρώτες ώρες αναφοράς το λεωφορείο βρίσκεται σταθμευμένο όπως φαίνεται από την δεύτερη στήλη «ζήτηση κάλυψης απόστασης» η οποία ισούται με μηδέν διαθέτοντας καύσιμο για να καλύψει 49 χιλιόμετρα ( τρίτη στήλη). Την επόμενη ώρα αναφοράς, το λεωφορείο πρέπει να καλύψει 44 χλμ. τα οποία αφαιρούνται από τη δεξαμενή. Η στήλη του ανεφοδιασμού λαμβάνει τιμή (μονάδας) δεδομένου ότι την ακόλουθη ώρα δεν υπάρχει αρκετό καύσιμο για να πραγματοποιηθεί το δρομολόγιο. Επομένως, καταγράφεται την συγκεκριμένη ώρα ζήτηση υδρογόνου μέχρι το πλήρες γέμισμα της δεξαμενής που αντιστοιχεί σε 400 χλμ. επάρκεια.



Τα τεχνικά χαρακτηριστικά που χρησιμοποιήθηκαν για τους υπολογισμούς φανερώνονται στον παρακάτω Πίνακας 31.

	Τιμή	Μονάδα μέτρησης	Βιβλιογραφία
<b>Λεωφορείο κυπελών καυσίμου</b>			
Κατανάλωση υδρογόνου / απόδοση	10	κιλά / 100 χλμ.	[66]
Μέσο εύρος απόστασης	400	χλμ.	[67]
Όγκος δεξαμενής υδρογόνου	45	κιλά	
<b>Επιβατικό αυτοκίνητο κυπελών καυσίμου (δεν χρησιμοποιήθηκε)</b>			
Κατανάλωση υδρογόνου / απόδοση	0,76	κιλά / 100 χλμ.	[68]
Μέσο εύρος απόστασης	650	χλμ.	
Όγκος δεξαμενής υδρογόνου	5,6	κιλά	
<b>Πορθμείο (διπλού κινητήρα)</b>			
Κατανάλωση υδρογόνου / απόδοση	1,84	κιλά/χλμ.	[69] & [70]
	3,4	κιλά/ναυτ. μίλι	
Μέσο εύρος απόστασης	222	χλμ.	
Όγκος δεξαμενής υδρογόνου	407	κιλά	

Πίνακας 31. Τεχνικά χαρακτηριστικά υδρογονοκίνητων οχημάτων.

#### 7.4.2. ΣΗΘ καυσίμου υδρογόνου σε κτιριακή υποδομή

Αναφορικά με τη χρήση υδρογόνου στα κτίρια, οι ενεργειακές ανάγκες ενός ξενοδοχείου προσομοιώνονται σε ωριαία χρονοσειρά με βάση την κατανάλωση του ηλεκτρικού φορτίου η οποία συμπληρώνεται από το χρήστη ως δεδομένο εισόδο. Έπειτα, το ηλεκτρικό φορτίο μετατρέπεται σε όρους ζήτησης υδρογόνου λαμβάνοντας υπόψη τόσο την ηλεκτρική απόδοση της μονάδας ΣΗΘ όσο και την ονομαστική της ισχύ, παρέχοντας ως υποπροϊόν θερμότητα. Πιο συγκεκριμένα, τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας ΣΗΘ που χρησιμοποιήθηκαν παρουσιάζονται στον επόμενο Πίνακας 32.

Τύπος απόδοσης	Απόδοση	Επικρατέστερη βιβλιογραφία
Συντελεστής συμπαραγωγής (PHR)	0,7	[71]
Συνολική απόδοση	90%	
Ηλεκτρική ( $\eta_{\text{electrical}}$ )	38%	
Θερμική ( $\eta_{\text{thermal}}$ )	52%	
Απώλειες	10%	

Πίνακας 32. Τεχνικά χαρακτηριστικά αποκεντρωμένης μονάδας συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας.

Ακολούθως (Πίνακας 33), σε πέντε δειγματικές ώρες αναφοράς υπολογίζεται η απαιτούμενη ενέργεια για χρήση μονάδας ΣΗΘ, η οποία μετά τον καθορισμό της ονομαστικής ισχύος θα μετατραπεί σε ζήτηση υδρογόνου.

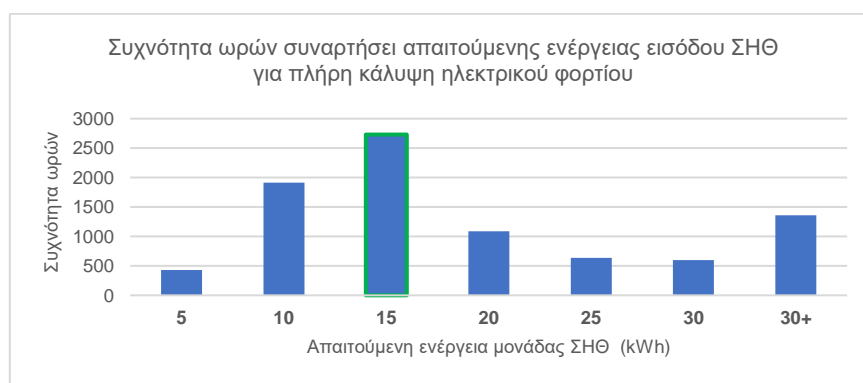
Ώρες Αναφοράς	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μέσω δικτύου (kWh)	Απαιτούμενη ενέργεια εισόδου ΣΗΘ (kWh)
1	3,80	10,00
2	5,87	15,46
3	4,96	13,06
4	4,95	13,03
5	5,69	14,97

Πίνακας 33. Δειγματική προσομοίωση απαιτούμενης ενέργειας μετά την απόδοση ΣΗΘ.

### Διαστασιολόγηση μονάδας ΣΗΘ

Ο υπολογισμός της ζήτησης του υδρογόνου που θα τροφοδοτήσει τη μονάδα ΣΗΘ προαπαιτεί την διαστασιολόγησή της ώστε να προσδιοριστεί το επίπεδο της ηλεκτρικής ενέργειας που θα καλύπτεται από την μονάδα ΣΗΘ ενώ το υπόλοιπο ηλεκτρικό φορτίο θα καλύπτεται από το δίκτυο. Η πρακτική αυτή συνίσταται για την βέλτιστη διαστασιολόγηση της μονάδας ΣΗΘ αποφεύγοντας την κάλυψη αιχμών φορτίου.

Ο προσδιορισμός της ονομαστικής ισχύος πραγματοποιήθηκε μέσω της σύγκρισης συχνοτήτων των τιμών αιχμής καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Το επόμενο Διάγραμμα 28 απεικονίζει την κατανομή της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (συμπεριλαμβάνοντας την ηλεκτρική απόδοση ΣΗΘ) σύμφωνα με την ωριαία συχνότητα τους.



Διάγραμμα 28. Διαστασιολόγηση μονάδας ΣΗΘ.

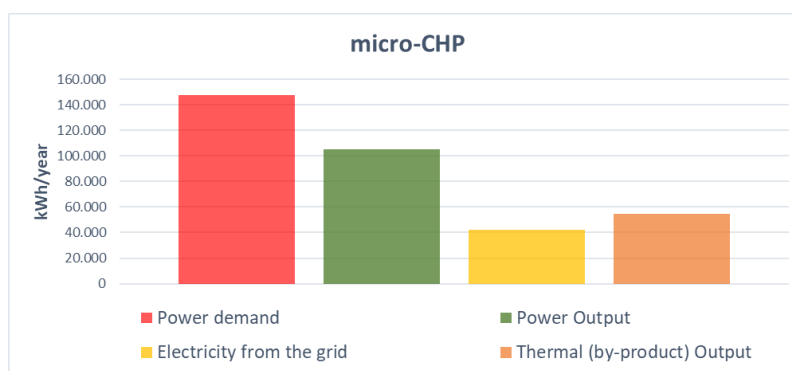
Αν και η μέγιστη τιμή της ζήτησης ξεπερνάει τις 30 kWh, δεν ευνοείται η εγκατάσταση μονάδας ΣΗΘ ίδιας ονομαστικής ισχύος καθώς η συχνότητα είναι μικρότερη από 1500 ώρες ετησίως. Ομοίως, εξαιρούνται τα επίπεδα 30 kW, 25 kW, και 20 kW. Ως εκ τούτου, προτείνεται ονομαστική ισχύς ίση με 15 kW για τη μονάδα ΣΗΘ σύμφωνα με το επίπεδο ηλεκτρικής κατανάλωσης του υπό-μελέτη ξενοδοχείου. Η ηλεκτρική ζήτηση που ξεπερνάει τα 15kW την ώρα θα καλύπτεται από το δίκτυο.

Δεδομένου ότι καθορίστηκε η ονομαστική ισχύς της μονάδας ΣΗΘ, είναι εφικτός ο υπολογισμός της ζήτησης του υδρογόνου. Συγκεκριμένα, ο καθορισμός της ονομαστικής ισχύος περιορίζει την ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να καλύψει η μονάδα ΣΗΘ όπως παρουσιάζεται στη δεύτερη στήλη. Η επόμενη στήλη συμπεριλαμβάνει τον περιορισμό της μέγιστης ισχύος ο οποίος γίνεται αντιληπτός κατά την δεύτερη ώρα αναφοράς καλύπτοντας μόλις 15 kWh έναντι 15,46 kWh. Η διαφορά αυτή θα τροφοδοτηθεί από το δίκτυο όπως φαίνεται στη τελευταία στήλη. Συνεπώς, έχοντας προσδιορίσει την ηλεκτρική ενέργεια που θα καλύψει η μονάδα ΣΗΘ, ο υπολογισμός της ζήτησης του υδρογόνου φανερώνεται στην τρίτη στήλη και προκύπτει μετά την διαίρεση της τρίτης στήλης με την ενεργειακή του πυκνότητα (33,3 kWh/kg). Τέλος, υπολογίζεται η παραγωγή θερμότητας μέσω της τρίτης στήλης και της θερμικής απόδοσης της ΣΗΘ.

Ωρες Αναφοράς	Απαιτούμενη ενέργεια εισόδου μονάδας ΣΗΘ χωρίς περιορισμό ονομαστικής ισχύος (kWh)	Απαιτούμενη ενέργεια εισόδου ΣΗΘ συμπεριλαμβανομένου περιορισμού ονομαστικής ισχύος (kWh)	Ζήτηση υδρογόνου (kg)	Παροχή θερμότητας (kWh)	Ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο (kWh)
1	10,00	10,00	0,30	5,20	0,00
2	15,46	15,00	0,45	7,80	0,46
3	13,06	13,06	0,39	6,79	0,00
4	13,03	13,03	0,39	6,78	0,00
5	14,97	14,97	0,45	7,78	0,00

Πίνακας 34. Δειγματική προσομοίωση ζήτησης υδρογόνου για ΣΗΘ εφαρμοσμένο σε κτιριακή υποδομή.

Στο επόμενο Διάγραμμα 29 προκύπτει το επίπεδο κάλυψης της ηλεκτρικής ζήτησης από τη μονάδα ΣΗΘ ονομαστικής ισχύος 15 kW όπως και η συμπαραγωγή θερμότητας για την διάρκεια ενός έτους.



Διάγραμμα 29. Αποτελέσματα διαστασιολόγησης μονάδας ΣΗΘ σε 15 kW.

#### 7.4.3. Αποθήκευση υδρογόνου

Η αποθήκευση του υδρογόνου απαιτείται τόσο για τις αναντιστοιχίες που συναντώνται ανάμεσα στην παραγωγή και την ζήτηση όσο και για την πλεονάζουσα παραγωγή υδρογόνου για την μετέπειτα αξιοποίηση του όταν χρειάζεται.

Η δυνατότητα αποθήκευσης εξαρτάται από τον όγκο που θα οριστεί από τον χρήστη του μοντέλου. Όταν η παραγωγή υδρογόνου υπερβαίνει τη ζήτηση ενώ η μονάδα αποθήκευσης είναι πλήρης τότε αυτό εγχέεται πίσω στο δίκτυο μέσω αντίστροφης ηλεκτρόλυσης. Αντίθετα, όταν δεν υπάρχει ταυτοχρονισμός οι αποθήκες υδρογόνου αδειάζουν καλύπτοντας τη ζήτηση. Ωστόσο, σε περίπτωση που δεν επαρκεί η αποθηκευμένη ποσότητα υδρογόνου τότε ενέργεια προμηθεύεται από το δίκτυο για την παραγωγή γκριζού υδρογόνου ώστε να καλυφθεί η ζήτηση. Αξίζει να σημειωθεί ότι οι αποθήκες υδρογόνου τροφοδοτούνται αμιγώς με πράσινο υδρογόνο.

Στον επόμενο Πίνακας 35, παρουσιάζονται πέντε ώρες αναφοράς αναδεικνύοντας την προαναφερόμενη λειτουργία. Η δεύτερη στήλη «συνολικής ζήτησης υδρογόνου» περιλαμβάνει αθροιστικά τη ζήτηση για την τροφοδότηση της μονάδας ΣΗΘ και τις ανάγκες μεταφοράς που έχουν ληφθεί υπόψη. Στις επόμενες δύο στήλες φαίνεται η παραγωγή πράσινου υδρογόνου και η στάθμη του επιπέδου αποθήκευσης αντίστοιχα. Ακολουθούν, η θεωρητική και πραγματική αγορά

ενέργειας από το δίκτυο οι οποίες διαφοροποιούνται λόγω των απωλειών που προκύπτουν κατά την ηλεκτρόλυση. Ομοίως, οι τελευταίες δυο στήλες αφορούν την έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας πίσω στο δίκτυο μέσω κυψελών υδρογόνου. Η ικανότητα αποθήκευσης έχει οριστεί χάριν παραδείγματος στα 200 kg.

Κατά την πρώτη ώρα αναφοράς, η ζήτηση υδρογόνου καλύπτεται με ταυτοχρονισμό ενώ το πλεόνασμα της παραγωγής προστίθεται στις αποθήκες υδρογόνου. Αγορά ενέργειας ή έγχυση ενέργειας στο δίκτυο δεν απαιτείται. Ομοίως την επόμενη ώρα. Κατά την τρίτη ώρα, η παραγωγή συνεχίζει να υπερβαίνει τη ζήτηση ενώ ο εναπομένον χώρος αποθήκευσης δεν επαρκεί για να απορροφήσει όλο το πλεόνασμα γι' αυτό αποθηκεύεται μόλις ένα μέρος της υπερβάλλουσας παραγωγής. Το υδρογόνο που δεν κατέστη δυνατό να αποθηκευτεί επιστρέφει στο δίκτυο μέσω της στοιβάς κυψελών υδρογόνου, λαμβάνοντας υπόψιν τις απώλειες (40%). Κατά την τελευταία ώρα, η ζήτηση υδρογόνου ξεπερνά την παραγωγή και την διαθέσιμη αποθηκευμένη ποσότητα υδρογόνου αθροιστικά. Επομένως, η έλλειψη αντιμετωπίζεται μέσω του ηλεκτρικού δικτύου αγοράζοντας την απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια προκειμένου να μετατραπεί σε (γκρίζο) υδρογόνο και να καλύψει την ωριαία ζήτηση.

Αξίζει να σημειωθεί ότι η μέγιστη τιμή της τελευταίας στήλης χρησιμοποιείται για την διαστασιολόγηση της μονάδας αντίστροφης ηλεκτρόλυσης ώστε να είναι δυνατή η κάθε μετατροπή στην ελάχιστη απαιτούμενη ονομαστική ισχύ.

Ωρες Αναφοράς	Συνολική ζήτηση H <sub>2</sub> (kg)	Παραγωγή πράσινου H <sub>2</sub> (kg)	Αποθήκευση υδρογόνου (kg)	Θεωρητική αγορά ενέργειας από το δίκτυο (Γκρι H <sub>2</sub> kg)	Πραγματική αγορά ενέργειας από το δίκτυο (Γκρι H <sub>2</sub> kg)	Θεωρητική έγχυση ενέργειας στο δίκτυο (kg)	Πραγματική έγχυση ενέργειας στο δίκτυο (kg)
1	44,82	48,22	81,42	0,00	0	0,00	0,0
2	0,37	63,49	144,54	0,00	0	0,00	0,0
3	0,38	63,49	200,00	0,00	0	7,65	4,6
4	0,39	63,49	200,00	0,00	0	63,10	37,9
5	407,33	63,49	0,00	143,84	224,75	0,00	0,0

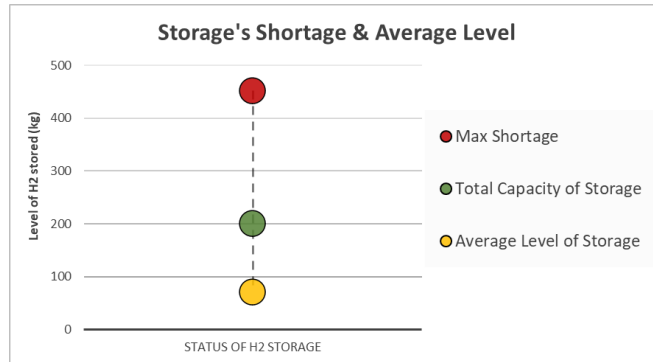
Πίνακας 35. Δειγματική προσομοίωση αποθήκευσης υδρογόνου και αντίστροφης ηλεκτρόλυσης.

### Διαστασιολόγηση εξοπλισμού αποθήκευσης

Η διαστασιολόγηση του εξοπλισμού της αποθήκευσης έχει καθοριστική σημασία για την βιωσιμότητα της εφοδιαστικής αλυσίδας. Ο σκοπός της αποθήκευσης είναι να αποκατασταθούν οι αναντιστοιχίες μεταξύ παραγωγής και ζήτησης και να μεγιστοποιηθεί η αξιοποίηση του πράσινου υδρογόνου μειώνοντας την ανάγκη προμήθειας ενέργειας από το δίκτυο. Έτσι, ο τρόπος διαστασιολόγησης συνδυάζει τη μέγιστη έλλειψη (shortage/bottleneck) με τη μέση στάθμη αποθήκευσης και το ποσοστό πράσινου υδρογόνου που χρησιμοποιήθηκε κατά τη διάρκεια ενός έτους. Η διαστασιολόγηση του εξοπλισμού αποθήκευσης πραγματοποιείται ύστερα από τον προσδιορισμό των τιμών ονομαστικής ισχύος του ηλεκτρολύτη και της μονάδας ΣΗΘ.

♦ **Περίπτωση 1: Αποθηκευτική ικανότητα = 200 kg**

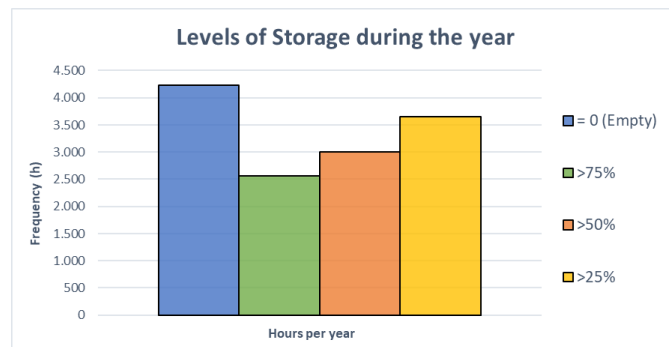
Στο επόμενο διάγραμμα παρουσιάζεται η ορισμένη αποθηκευτική ικανότητα συγκριτικά με τη μέγιστη έλλειψη (shortage) και το μέσο επίπεδο αποθήκευσης στη διάρκεια ενός έτους.



Διάγραμμα 30. Διαστασιολόγηση χωρητικότητας αποθήκευσης 200 kg.

Όπως παρατηρείται, η μέγιστη έλλειψη σε υδρογόνο απέχει 250 κιλά από την ως άνω ορισμένη αποθηκευτική ικανότητα. Επίσης, η μέση στάθμη αποθήκευσης βρίσκεται στο 35% (70kg) της ορισμένης αποθηκευτικής ικανότητας.

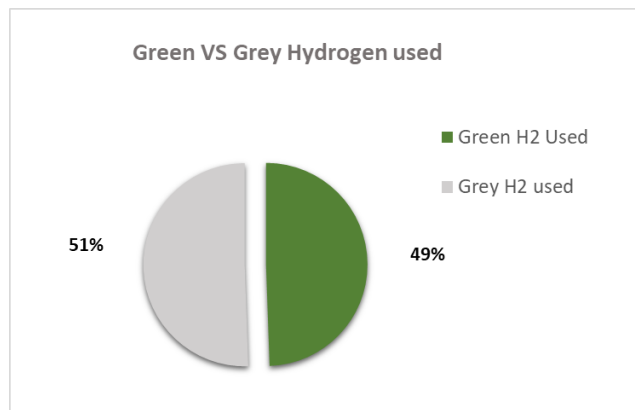
Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζονται τα επίπεδα στάθμης αποθήκευσης σε συνάρτηση με την ωριαία συχνότητα σε διάστημα ενός έτους.



Διάγραμμα 31. Συχνότητα επιπέδου στάθμης για χωρητικότητα αποθήκευσης 200 kg

Σύμφωνα με το παραπάνω Διάγραμμα 31 οι δεξαμενές αποθήκευσης είναι άδειες το 48% του χρόνου (4.232 ώρες) ενώ η στάθμη αποθήκευσης ξεπερνάει το 75% το 29% του έτους (2.564 ώρες). Επίσης, το 42% (3.657 ώρες) αντιστοιχεί για χρήση μεγαλύτερου του ενός τετάρτου (25%) της ορισμένης αποθηκευτικής ικανότητας.

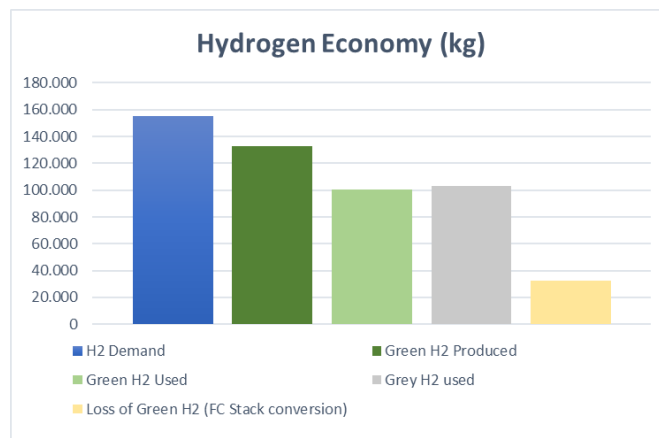
Στο επόμενο Διάγραμμα 32 απεικονίζεται η χρήση πράσινου υδρογόνου έναντι του γκρίζου που προκύπτει με την ορισμένη αποθηκευτική ικανότητα και την ανωτέρω διαστασιολόγηση του ηλεκτρολύτη και της μονάδας ΣΗΘ.



Διάγραμμα 32. Ποσοστό χρήσης πράσινου έναντι γκρίζου υδρογόνου με ικανότητα αποθήκευσης 200 kg.

Όπως φαίνεται στο διάγραμμα, η παραγωγή και χρήση γκρίζου υδρογόνου υπολογίστηκε στα 102.818 kg/έτος ενώ η χρήση του πράσινου υδρογόνου στα 100.545 kg/έτος.

Το παρακάτω Διάγραμμα 33 συνοψίζει τα αποτελέσματα ως ακολούθως: η συνολική ζήτηση υδρογόνου υπολογίζεται 155.027 kg/έτος ενώ παράχθηκαν 132.769 kg/έτος πράσινου υδρογόνου εκ των οποίων τα 32.224 kg χάθηκαν λόγω απωλειών αντίστροφης ηλεκτρόλυσης. Η προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο έφτασε τα 5.352 MWh με 1.927MWh να μετρούνται ως απώλειές κατά την ηλεκτρόλυση παραγωγής γκρίζου υδρογόνου.

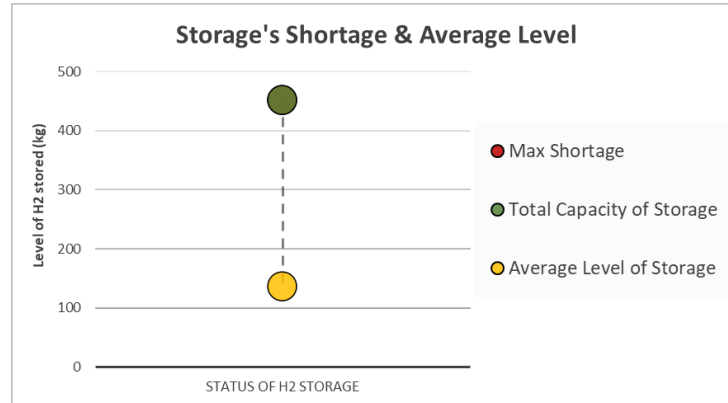


Διάγραμμα 33. Οικονομία υδρογόνου περίπτωση No1 διαστασιολόγηση αποθήκευσης

Συμπερασματικά, απαιτείται μεγαλύτερη αποθηκευτική ικανότητα η οποία αναδεικνύεται τόσο από την σημαντική διαφορά συγκριτικά με την μέγιστη έλλειψη όσο και από την υψηλή χρήση γκρίζου υδρογόνου που είναι συνέπεια της επιλογής μικρής αποθηκευτικής χωρητικότητας.

♦ **Περίπτωση 2: Αποθηκευτική ικανότητα = Μέγιστη έλλειψη (= 452 κιλά)**

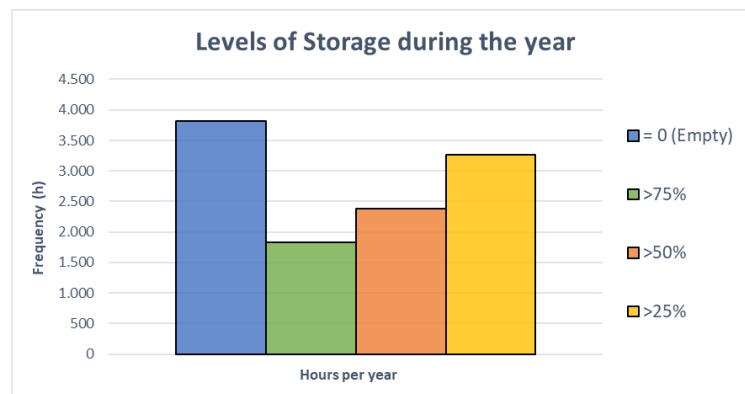
Ομοίως, στο επόμενο Διάγραμμα 34 παρουσιάζεται η ορισμένη αποθηκευτική ικανότητα συγκριτικά με τη μέγιστη έλλειψη (shortage) και το μέσο επίπεδο αποθήκευσης στη διάρκεια ενός έτους.



Διάγραμμα 34. Διαστασιολόγηση χωρητικότητας αποθήκευσης 452 kg.

Όπως παρατηρείται, η μέγιστη έλλειψη σε υδρογόνο επικαλύπτεται με την ορισμένη αποθηκευτική ικανότητα. Επιπροσθέτως, η μέση στάθμη αποθήκευσης βρίσκεται στο 30% (135,7 kg) της ορισμένης αποθηκευτικής ικανότητας.

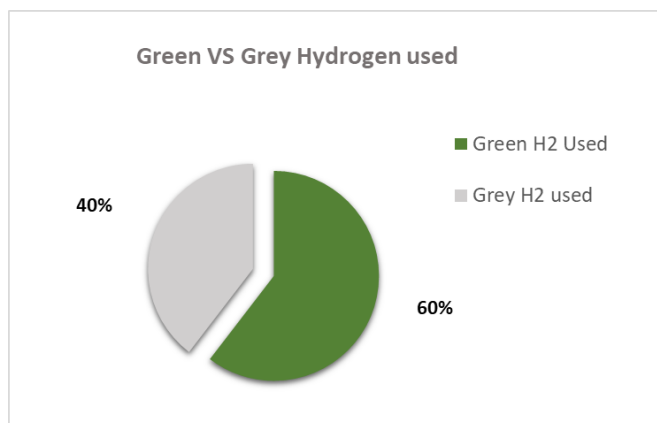
Στο παρακάτω Διάγραμμα 35 παρουσιάζονται τα επίπεδα στάθμης αποθήκευσης σε συνάρτηση με την ωριαία συχνότητα σε διάστημα ενός έτους για αποθηκευτική ικανότητα 452 kg.



Διάγραμμα 35. Συχνότητα επιπέδου στάθμης για χωρητικότητα αποθήκευσης 452 kg

Σύμφωνα με το παραπάνω διάγραμμα οι δεξαμενές αποθήκευσης δεν χρησιμοποιούνται το 43% του χρόνου (3.810 ώρες) δηλαδή 5% λιγότερο από τη περίπτωση 1. Στη συνέχεια, η στάθμη αποθήκευσης ξεπερνάει το ¾ της αποθηκευτικής ικανότητας το 21% του έτους (1.826 ώρες). Το 37% (3.269 ώρες) αφορά τη χρήση υψηλότερου του ενός τετάρτου (25%) της ορισμένης αποθηκευτικής ικανότητας.

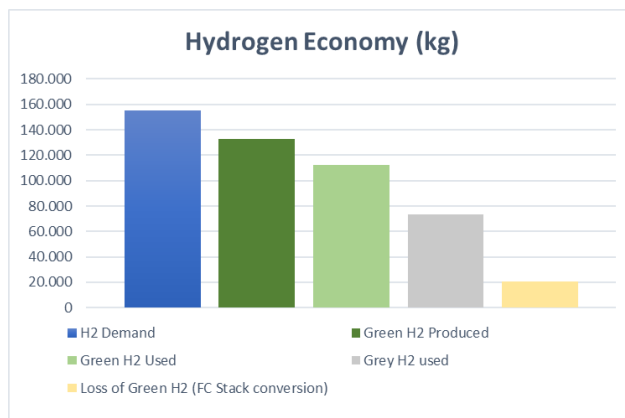
Ομοίως, στο επόμενο διάγραμμα απεικονίζεται η χρήση πράσινου υδρογόνου έναντι του γκρίζου που προκύπτει με την ορισμένη αποθηκευτική ικανότητα και την ανωτέρω διαστασιολόγηση του ηλεκτρολύτη και της μονάδας ΣΗΘ.



Διάγραμμα 36. Ποσοστό χρήσης πράσινου έναντι γκρίζου υδρογόνου με ικανότητα αποθήκευσης 452 kg

Όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 36, η χρήση πράσινου υδρογόνου είναι υψηλότερη κατά 38.740 κιλά υδρογόνου με 112.263 κιλά πράσινου έναντι 73.523 γκρίζου υδρογόνου ετησίως.

Όπως παρατηρείται στο παρακάτω Διάγραμμα 37 ότι η συνολική ζήτηση και η παραγωγή πράσινου υδρογόνου παραμένουν αναλλοίωτες. Ωστόσο, η διεύρυνση της ικανότητας αποθήκευσης μείωσε σημαντικά την χρήση αντίστροφης ηλεκτρόλυσης μετρώντας απώλειες πράσινου υδρογόνου 20.506 kg (11.718 kg λιγότερα σε σχέση με τη περίπτωση 1). Επιπλέον, μειώθηκε η προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο στα 3.827 MWh (από 5.252 MWh της περίπτωσης 1) σημειώνοντας 1.927MWh απώλειες μετατροπής.



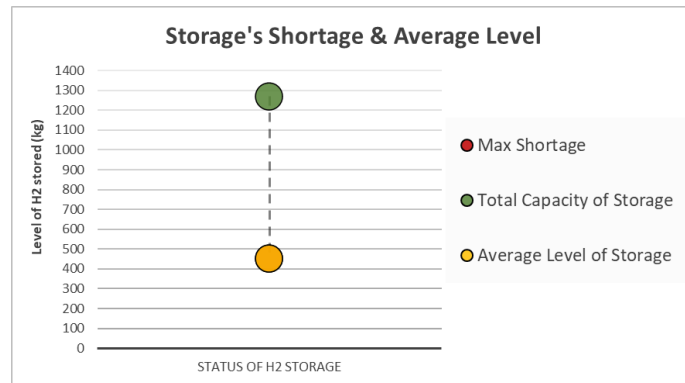
Διάγραμμα 37. Οικονομία υδρογόνου για διαστασιολόγηση αποθήκευσης 452 kg.

Συμπερασματικά, η αύξηση της αποθηκευτικής ικανότητας εξισώνοντας την μέγιστη έλλειψη με την αποθηκευτική ικανότητα βελτίωσε το περιβαλλοντικό αποτύπωμα αυξάνοντας σημαντικά την αξιοποίηση της πράσινης ενέργειας.



♦ **Περίπτωση 3: Μέση στάθμη αποθήκευσης = Μέγιστη έλλειψη**

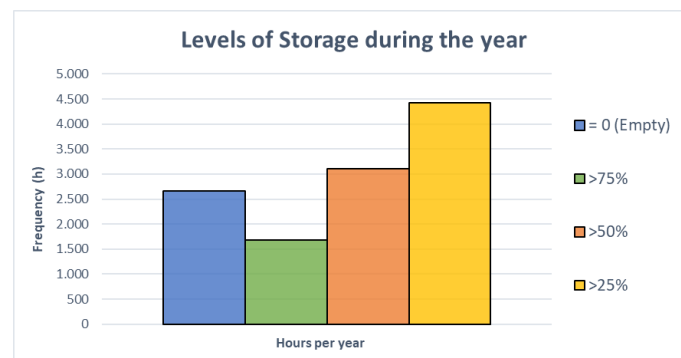
Η πρακτική της διαστασιολόγησης του εξοπλισμού αποθήκευσης έτσι ώστε η μέση στάθμη να ισούται με την μέγιστη έλλειψη στοχεύει στην μέγιστη αξιοποίηση του πράσινου υδρογόνου μειώνοντας τις ώρες τις οποίες η δεξαμενές αποθήκευσης είναι άδειες. Σύμφωνα με το προαναφερθέν, η αποθηκευτική ικανότητα δίνεται 1.269kg συγκριτικά ώστε η μέγιστη έλλειψη (shortage) να εξισωθεί το μέσο επίπεδο αποθήκευσης στα 452 kg.



Διάγραμμα 38. Διαστασιολόγηση χωρητικότητας αποθήκευσης 1.269 kg.

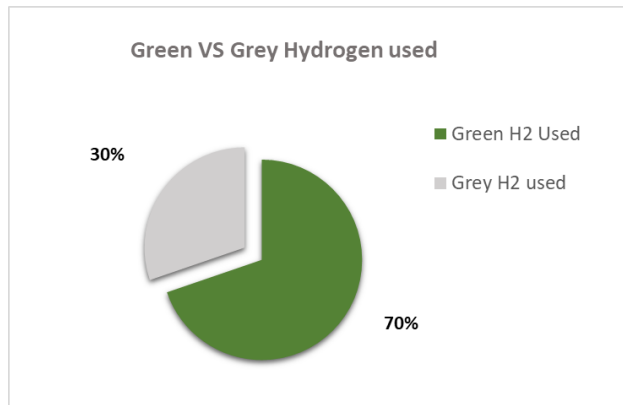
Όπως παρατηρείται στο ανωτέρω Διάγραμμα 38 η μέγιστη έλλειψη επικαλύπτεται με το μέσο επίπεδο αποθήκευσης η οποία βρίσκεται στο 36% (452 kg) της ορισμένης αποθηκευτικής ικανότητας.

Στο παρακάτω Διάγραμμα 39 παρουσιάζονται τα επίπεδα στάθμης αποθήκευσης σε συνάρτηση με την ωριαία συχνότητα σε διάστημα ενός έτους για αποθηκευτική ικανότητα ίσης με 1.269 kg.



Διάγραμμα 39. Συχνότητα επιπέδου στάθμης για χωρητικότητα αποθήκευσης 1.269 kg

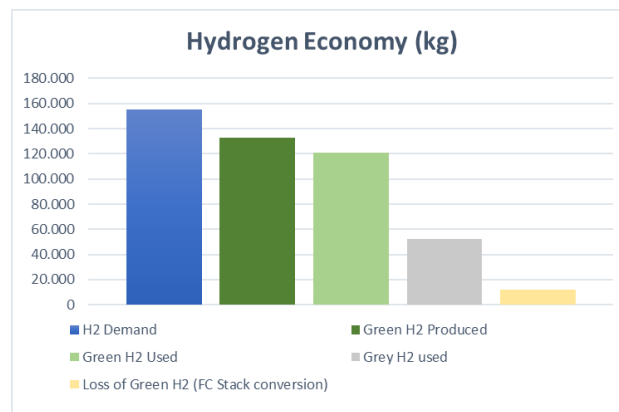
Σύμφωνα με το παραπάνω Διάγραμμα 39, οι δεξαμενές αποθήκευσης δεν χρησιμοποιούνται το 30% δηλαδή 13% λιγότερο από τη περίπτωση 2 και 18% από τη περίπτωση 1. Ακολούθως, η στάθμη αποθήκευσης ξεπερνάει το 3/4 της αποθηκευτικής ικανότητας το 19% του έτους έναντι 21% της περίπτωσης 2 και 29% της περίπτωσης 1. Το 51% αφορά τη χρήση μεγαλύτερο του ενός τετάρτου 1/4 της ορισμένης αποθηκευτικής ικανότητας, σημαντικά υψηλότερο από 37% και 42% περιπτώσεων 2 και 1 αντίστοιχα.



Διάγραμμα 40. Ποσοστό χρήσης πράσινου έναντι γκρίζου υδρογόνου με ικανότητα αποθήκευσης 1.269 kg

Όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 40, η χρήση πράσινου υδρογόνου είναι εμφανώς υψηλότερη κατά 68.371 κιλά υδρογόνου με 120.729 κιλά πράσινου έναντι 53.358 γκρίζου υδρογόνου ετησίως.

Δεδομένου ότι η συνολική ζήτηση και η παραγωγή πράσινου υδρογόνου δεν αλλάζουν, η διεύρυνση της ικανότητας αποθήκευσης μείωσε σημαντικά την χρήση αντίστροφης ηλεκτρόλυσης μετρώντας απώλειες πράσινου υδρογόνου 12.040 kg. Επιπλέον, μειώθηκε η προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο στα 2.726 MWh σημειώνοντας 981 MWh απώλειες μετατροπής.



Διάγραμμα 41. Οικονομία υδρογόνου για διαστασιολόγηση αποθήκευσης 1.269 kg

Συγκεντρωτικά οι κύριες παράμετροι διαστασιολόγηση απεικονίζονται στον παρακάτω Πίνακας 36.

	Αποθηκευτική ικανότητα (kg)	Χρήση πράσινου έναντι γκρίζου H <sub>2</sub> (%)	Διάστημα έτους μηδενικής στάθμης αποθήκευσης (%)	Προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας για παραγωγή γκρίζου H <sub>2</sub> (MWh)	Απώλειες λόγω αντίστροφης ηλεκτρόλυσης πράσινου H <sub>2</sub> (kg)
Περίπτωση 1	200	49%	48%	5.352	32.224
Περίπτωση 2	452	60%	43%	3.827	20.506
Περίπτωση 3	1.269	70%	30%	2.726	12.040

Πίνακας 36. Διαστασιολόγηση εξοπλισμού αποθηκευτικής ικανότητας μέσω διερεύνηση περιπτώσεων

Όπως παρατηρείται, η περίπτωση 3 υπερτερεί σε σχέση με τις άλλες δυο περιπτώσεις καθώς αποδίδεται η μεγαλύτερη αξιοποίηση πράσινου υδρογόνου με τη λιγότερη προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο και τον μικρότερο δείκτη χρησιμοποίησης αντίστροφης ηλεκτρόλυσης. Συνεπώς, η καταλληλότερη διαστασιολόγηση του αποθηκευτικού εξοπλισμού προσδιορίζεται με αποθηκευτική ικανότητα 1.269 kg.

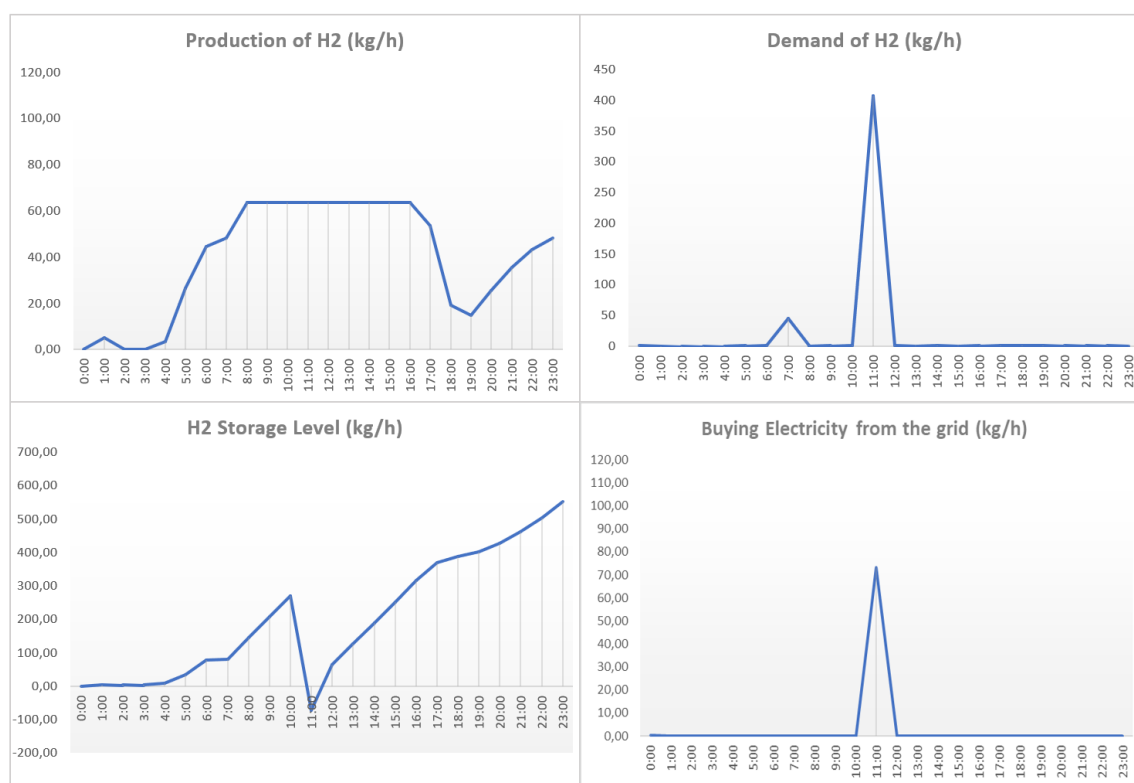
## 7.5. Τεχνικά αποτελέσματα προσομοίωσης οικοσυστήματος υδρογόνου

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται συγκεντρωτικά οι κύριες παράμετροι όπως αυτοί προσδιορίστηκαν στις προηγούμενες ενότητες ενώ παρέχονται ωριαία και μηνιαία διαγράμματα λειτουργίας του συστήματος. Στον επόμενο Πίνακα 37 παρουσιάζεται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα της διαστασιολόγησης του τεχνικού εξοπλισμού.

Τεχνικός εξοπλισμός	Μονάδα	Κεφάλαια υπολογισμού
Ηλεκτρολύτης	3,5 MW	7.1.4.
Μονάδα συμπαραγωγής	15 kW	7.3.2.
Εξοπλισμός αποθήκευσης	1.269 kg	7.3.3.
Στοιβα κυψελών υδρογόνου (FC)	761 kW	7.3.3.

Πίνακας 37. Επικρατέστερη διαστασιολόγηση τεχνικού εξοπλισμού

Με σκοπό την ανάδειξη της λειτουργίας του συστήματος παρακάτω παρουσιάζονται οι δυναμικές μεταξύ παραγωγής, ζήτησης και αποθήκευσης μέσω γραφημάτων για μια δειγματοληπτική ημέρα.

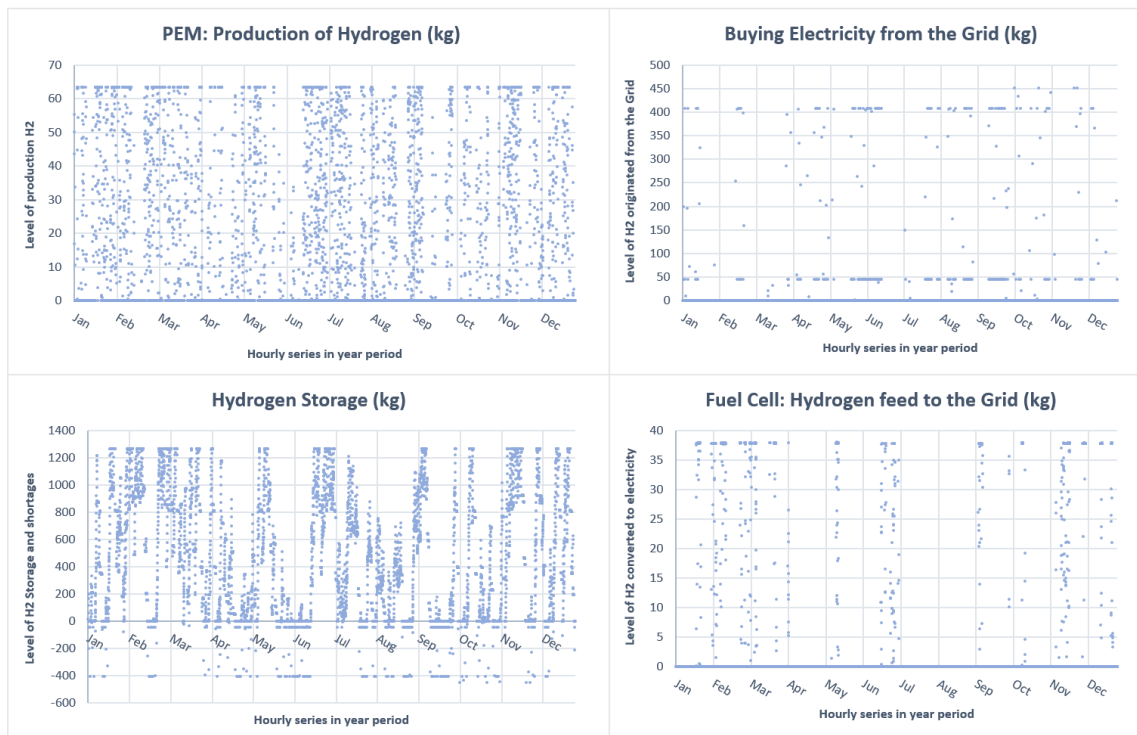


Διάγραμμα 42. Λειτουργία συστήματος παραγωγής, ζήτησης και αποθήκευσης υδρογόνου για μια ημέρα.

Όπως παρατηρείται, η παραγωγή πράσινου υδρογόνου ξεκινάει στις 4.00 π.μ. ενώ η πρώτη ζήτηση σημειώνεται τρεις ώρες αργότερα με την ανάγκη τροφοδοσίας του λεωφορείου. Στο μεταξύ η παραγόμενη ποσότητα υδρογόνου αποθηκεύεται. Στη συνέχεια, ο ηλεκτρολύτης λειτουργεί σε ονομαστικό φορτίο από τις 8.00 π.μ. έως τις 16.00 μ.μ. ενώ στις 11.00 π.μ. σημειώνεται η αιχμή ζήτησης με την ανάγκη τροφοδοσίας στο πορθμείο. Η ζήτηση υδρογόνου ισοδυναμεί με 400 kg η οποία δεν δίνεται να καλυφθεί με τον ταυτοχρονισμό. Έτσι, η αποθηκευμένη ποσότητα υδρογόνου της ίδιας ημέρας χρησιμοποιείται για την συμπληρωματική κάλυψη του φορτίου η οποία δεν επαρκεί. Συνεπώς, η διαφορά εξισορροπείται με την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο.

Σημειώνεται ότι κατά την διάρκεια της δειγματοληπτικής ημέρας (6 Ιανουαρίου) δεν χρησιμοποιείται η αντίστροφη ηλεκτρόλυση. Ακόμα, η ζήτηση δεν είναι εμφανής από το ξενοδοχείο τόσο λόγω της εποχικότητάς της λειτουργίας του όσο και για της μικρής ωριαίας ζήτησης ( $\max=0,5\text{kg/h}$ ) συγκριτικά με την κινητικότητα ( $\max=452\text{kg/h}$ ).

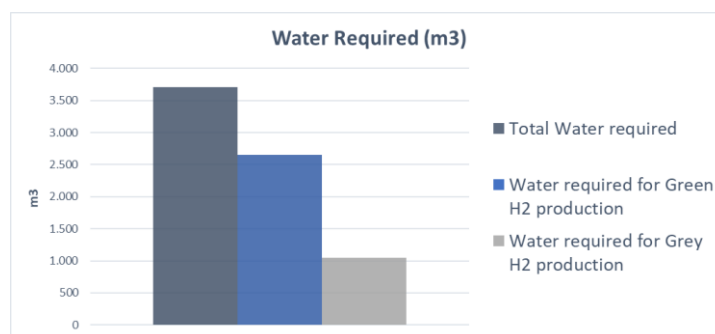
Στη συνέχεια, ακολουθούν γραφήματα ανάδειξης του συστήματος κατά την διάρκεια ενός έτους.



Διάγραμμα 43. Λειτουργία συστήματος παραγωγής, ζήτησης και αποθήκευσης υδρογόνου στη διάρκεια ενός έτους.

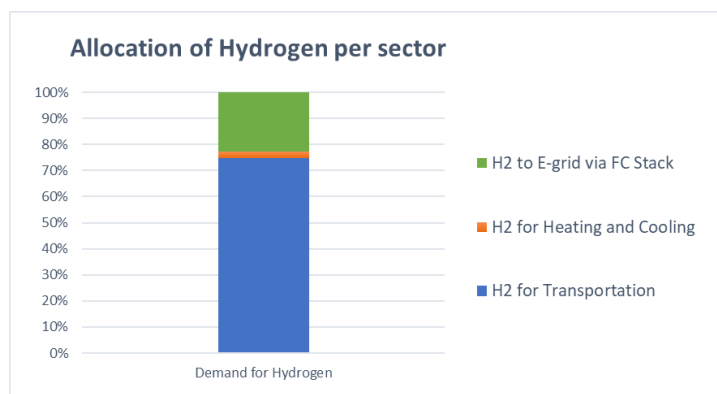
Οι αρνητικές τιμές που απεικονίζονται στο διάγραμμα της αποθήκευσης του υδρογόνου δηλώνουν την έλλειψη για πλήρη κάλυψη του φορτίου ζήτησης. Συνεπώς, καλύπτονται από την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας που εμφανίζονται αντίστοιχα. Η πλεονάζουσα παραγωγή υδρογόνου ενεργοποιεί την λειτουργία της αντίστροφης ηλεκτρόλυσης μέσω της οποίας εγχέεται πράσινη ηλεκτρική ενέργεια πίσω στο δίκτυο.

Σύμφωνα με την ορισμένη κατανάλωση νερού για την παραγωγή ενός κιλού υδρογόνου παρακάτω ακολουθεί το διάγραμμα της ζήτησης νερού προς ηλεκτρόλυση μετά από τη κατάλληλη επεξεργασία του στη διάρκεια ενός έτους.



Διάγραμμα 44. Ζήτηση νερού για ηλεκτρόλυση στη διάρκεια ένα έτος

Στο επόμενο Διάγραμμα 45 παρουσιάζεται η κατανομή της χρήσης του υδρογόνου ανά τομέα χρήσης όπως αυτή προκύπτει σύμφωνα με τη ζήτηση και την ορισμένη διαστασιολόγηση του τεχνικού εξοπλισμού.



Διάγραμμα 45. Κατανομή ζήτησης υδρογόνου ανά τομέα χρήσης

Ο παρακάτω Πίνακας 38 έρχεται προσθετικά του ανωτέρω διαγράμματος ποσοτικοποιώντας τις απεικονιζόμενες παραμέτρους ενώ αναφέρει την οικονομία υδρογόνου για λόγους σύγκρισης.

<b>Οικονομία υδρογόνου</b>	
Συνολική ζήτηση υδρογόνου	155.027 kg/έτος
Παραγωγή πράσινου υδρογόνου	132.769 kg/έτος
Πράσινο υδρογόνο που χρησιμοποιήθηκε	120.729 kg/έτος
Γκρίζο υδρογόνο που χρησιμοποιήθηκε	52.358 kg/έτος
<b>Υδρογόνο για κινητικότητα</b>	
Ζήτηση φορτίου λεωφορείου (FC)	17.964 kg/έτος
Ζήτηση φορτίου πορθμείου (FC)	133.900 kg/έτος
<b>Υδρογόνο για κτίρια</b>	
Ζήτηση εποχιακού ξενοδοχείου	3.162 kg/έτος
<b>Υδρογόνο στο ηλεκτρικό δίκτυο</b>	
Στοιβά κυψελών υδρογόνου (αντίστροφη ηλεκτρόλυση)	30.100 kg/έτος

Πίνακας 38. Χρήση του υδρογόνου ανά τομέα

## 8. Σενάρια

Η διερεύνηση σεναρίων γίνεται με βάση την βέλτιστη διαστασιολόγηση που προέκυψε και αποσκοπεί στην ανάδειξη των σημαντικότερων οικονομικών παραμέτρων ώστε η εφοδιαστική αλυσίδα υδρογόνου να παρέχει οικονομική σκοπιμότητα. Συνεπώς, γίνεται οικονομική αξιολόγηση για εικοσαετή λειτουργία του συστήματος υδρογόνου ενώ πραγματοποιούνται αναλύσεις ευαισθησίας στις κυριότερες οικονομικές παραμέτρους. Η διερεύνηση σεναρίων πραγματοποιείται υπό συνθήκες συνάγοντας συμπεράσματα για την βέλτιστη ανάπτυξη του έργου.

Για όλα τα υπό μελέτη σενάρια ισχύουν οι παρακάτω παραδοχές:

Στο Πίνακα 39 παρουσιάζονται οι τιμές πώλησης υδρογόνου και οξυγόνου που χρησιμοποιήθηκαν για την οικονομική αξιολόγηση των σεναρίων του έργου.

Τιμές πώλησης	Μονάδα	Βιβλιογραφία
Υδρογόνο για κινητικότητα	11,0 €/kg	<a href="#">Clean Hydrogen Partnership</a> - Hydrogen cost and sales price of Hydrogen Valleys in EUR/kg of hydrogen. <sup>15</sup>
Υδρογόνο για συμπαραγωγή	4,0 €/kg	
Έγχυση πράσινης ενέργειας στο δίκτυο μέσω αντίστροφης ηλεκτρόλυσης	200 €/MWh	
Οξυγόνο για ιατρική χρήση	4,5 €/kg	Κεφάλαιο 5 [43]

Πίνακας 39. Παραδοχές πώλησης υδρογόνου ανά τομέα χρήσης.

Όμοια, κάτωθι Πίνακας 40 εμπεριέχει το κόστος κεφαλαίου του τεχνικού εξοπλισμού της εφοδιαστικής αλυσίδας υδρογόνου.

Κόστος τεχνικού εξοπλισμού	Μονάδα	Βιβλιογραφία
Ηλεκτρολύτης PEM	1.000 [€/kW]	[72]
Στοιβα κυψελών υδρογόνου	1.000 [€/kW]	[73]
Συμπίεστής υδρογόνου	500.000 €	[74]
Μονάδα ψύξης	190.000 €	
Πιστόνι τροφοδοσίας καυσίμου	150.000 €	
Μονάδας αποθήκευσης υδρογόνου	1.000 [€/kg]	[75]
Λεωφορείο κυψελών υδρογόνου	650.000 €	
Στοιβα κυψελών υδρογόνου για το πορθμείο (1.600 kW)	1.600.000 €	[76] & [77]
Συμπίεστής οξυγόνου	100.000 €	[43]
Μονάδα αποθήκευσης οξυγόνου	1.200 [€/kg]	
Κόστος σύνδεσης στο δίκτυο	150.000 €	Υπόθεση
Άλλα κόστη (άδειες, κόστος μεταφοράς <sup>16</sup> κλπ.)	100.000 €	Υπόθεση

Πίνακας 40. Κόστος κεφαλαίου τεχνικού εξοπλισμού.

<sup>15</sup> Διαφοροποιείται η τιμή ανά τομέα χρήσης

<sup>16</sup> Αναφέρεται στο κόστος μεταφοράς των μονάδων αποθήκευσης από την υποδομή εγκατάστασης στο ξενοδοχείο απόστασης 1,5 χλμ.

## 8.1. Συνθήκη Α

Η μελέτη των δυο σεναρίων διαφοροποιείται στην τιμή προμήθειας της πλεονάζουσας ενέργειας παραγόμενης από τα αιολικά πάρκα. Στο πρώτο σενάριο (Hy-Flex) η πράσινη ενέργεια θα κοστολογείται ισοδύναμα με το κόστος παραγωγής της δεδομένου ότι σε διαφορετική περίπτωση θα περικοπτόταν. Αντίθετα, το δεύτερο σενάριο (Business-as-usual) η πράσινη ενέργεια παραγόμενη από τα αιολικά πάρκα θα πωλείται σε όρους αγοράς χρηματιστηρίου ενέργειας δηλαδή ίση με το κόστος προμήθειας ενέργειας για παραγωγή γκρίζου υδρογόνου.

### 8.1.1. Σενάριο «Hy-Flex»

Σύμφωνα με τον παρακάτω πίνακα διαφοροποιείται το κόστος προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας.

Hy-Flex	Μονάδα	Πηγή
Κόστος προμήθεια πλεονάζουσας πράσινης ενέργειας	50 €/MWh	WindEurope
Προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο	175 €/MWh	Μέσο Πλήρες Κόστος Παραγωγής ΗΣ Κω-Καλύμνου

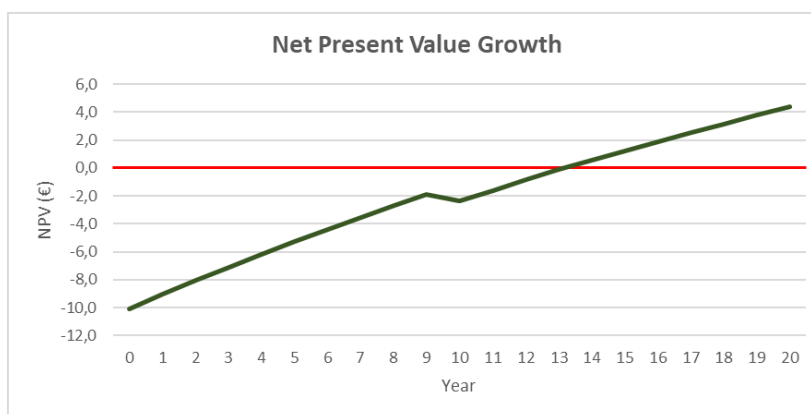
Πίνακας 41. Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας σεναρίου «Hy-Flex».

Στον επόμενο Πίνακας 42 παρουσιάζεται το αποτέλεσμα της οικονομικής αξιολόγησης.

Οικονομική αξιολόγηση	
NPV	4,35 M €
IRR	4,17%
Κόστος κεφαλαίου	10,07 M €

Πίνακας 42. Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου «Hy-Flex».

Στο επόμενο Διάγραμμα 46 φανερώνεται η χρηματοοικονομική ροή για την εικοσαετή λειτουργία του έργου για το πρώτο σενάριο της συνθήκης Α.



Διάγραμμα 46. Καθαρή παρούσα αξία (M €) συνθήκης Α και σεναρίου «Hy-Flex».

Η βύθιση που παρατηρείται κατά το 10ο έτος οφείλεται στην αντικατάσταση των κυψελών στον ηλεκτρολύτη και της στοιβάς κυψελών αντίστροφης ηλεκτρόλυσης.

### 8.1.2. Σενάριο «Business-as-usual»

Τύπος κόστους ηλεκτρικής ενέργειας	Μονάδα	Πηγή
Κόστος προμήθεια πλεονάζουσας πράσινης ενέργειας	175 €/MWh	Μέσο Πλήρες Κόστος Παραγωγής ΗΣ Κω-Καλύμνου
Προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο	175 €/MWh	

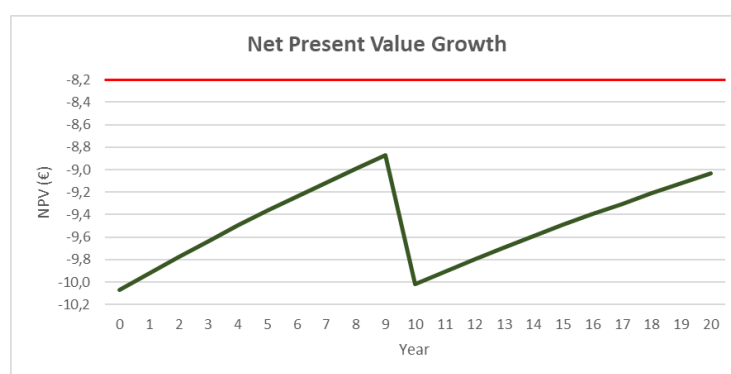
Πίνακας 43. Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας σεναρίου «Business-as-usual»

Στον επόμενο Πίνακα 44 παρουσιάζεται το αποτέλεσμα της οικονομικής αξιολόγησης.

Οικονομική αξιολόγηση	
NPV	-9,04 Μ €
IRR	-14,99%
Κόστος Κεφαλαίου	10,07 Μ €

Πίνακας 44. Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου 1 & συνθήκης Α

Στο επόμενο Διάγραμμα 47 φανερόνεται η χρηματοοικονομική ροή για την εικοσαετή λειτουργία του έργου για το δεύτερο σενάριο της συνθήκης Α.



Διάγραμμα 47. Καθαρή παρούσα αξία (Μ €) συνθήκης Α και σεναρίου «Business-as-usual».

### 8.1.3. Συμπέρασμα

Η σύγκριση των δυο σεναρίων υπό τη συνθήκη διαφοροποίησης (ή μη) του κόστους προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας απέδειξε ότι:

- ♦ Το πράσινο υδρογόνο πρέπει να χρησιμοποιεί πηγή ηλεκτρικής ενέργειας μικρού κόστους διαφορετικά δεν υφίσταται οικονομική σκοπιμότητα. Επομένως βρίσκει ιδανική εφαρμογή στην αξιοποίηση της ενέργειας που διαφορετικά δεν θα παραγόταν (υπερβάλλουσα). Συνεπώς, ενοείται η υπόθεση ότι το κόστος προμήθειάς της θα μπορούσε να συμφωνηθεί λιγότερο από το κόστος παραγωγής της.

Ως εκ τούτου, για την συνέχεια της διερεύνησης των σεναρίων η τιμή προμήθειας πλεονάζουσας ενέργειας θα διαφοροποιείται από την τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας η οποία χρησιμοποιείται όταν χρειάζεται για την κάλυψη της ζήτησης μέσω παραγωγής γκρίζου υδρογόνου.



## 8.2. Συνθήκη Β

Η παρούσα συνθήκη αφορά την αξιολόγηση της αξιοποίησης της συμπαραγωγής του οξυγόνου. Στο επόμενο σενάριο δεν θα υφίστανται τόσο το κόστος του τεχνολογικού εξοπλισμού για την εκμετάλλευση του οξυγόνου όσο και τα συναφή έσοδα που προσέφερε από τη χρήση του στον τομέα της περίθαλψης-υγείας.

Για την αποφυγή επαναληπτικότητας το σενάριο θα συγκριθεί με το σενάριο «Hy-Flex» της συνθήκης Α καθώς φέρει ακριβώς τις ίδιες παραμέτρους.

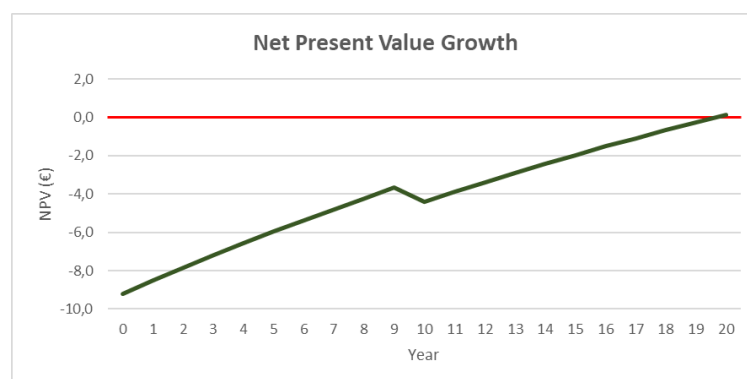
### 8.2.1. Σενάριο «Ox-Free»

Το οξυγόνο απελευθερώνεται στην ατμόσφαιρα μετά την διαδικασία της ηλεκτρόλυσης. Στον επόμενο Πίνακα 45 παρουσιάζεται το αποτέλεσμα της οικονομικής αξιολόγησης της συνθήκης αυτής.

Οικονομική αξιολόγηση	
NPV	0,14 M
IRR	0,16%
Κόστος Κεφαλαίου	9,21 M

Πίνακας 45. Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου Ox-Free.

Στο επόμενο διάγραμμα φανερώνεται η χρηματοοικονομική ροή για την εικοσαετή λειτουργία του έργου για το σενάριο «Ox-Free».



Διάγραμμα 48. Καθαρή παρούσα αξία (M €) σεναρίου Ox-Free.

### 8.2.2. Συμπέρασμα

Η σύγκριση του σεναρίου «Hy-Flex» (συνθήκης Α) με το σενάριο «Ox-Free» το οποίο αφήνει αναξιοποίητο το παραγόμενο οξυγόνο αποφεύγοντας παράλληλα τα αλληλένδετα κόστη κεφαλαίου και λειτουργίας/συντήρησης απέδειξε ότι:

- ♦ Η αξιοποίηση του οξυγόνου είναι αναπόσπαστο κομμάτι της ανάπτυξης έργων πράσινου υδρογόνου με ηλεκτρόλυση καθώς αποδίδει σημαντικά οικονομικά οφέλη λόγω της καταλληλότητάς του για ιατρική χρήση όπως αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 5. Αξίζει να προστεθεί ότι σε συναφή έργα μεγαλύτερης κλίμακας ίσως να μην αποτελούσε τροχοπέδη δεδομένου ότι η καθαρή παρούσα αξία έχει ανοδική τάση σημειώνοντας θετικό αποτέλεσμα αλλά όχι αρκετό για να εγκριθεί η επένδυση.

Επομένως, η εφοδιαστική αλυσίδα οξυγόνου κρίνεται σκόπιμη για την συνέχεια της διερεύνησης σεναρίων.

### 8.3. Συνθήκη Γ

Η συνθήκη Γ πραγματοποιείται τη διαφοροποίηση στην επενδυτική σκοπιμότητα ανάλογα την πηγή άντλησης νερού λαμβάνοντας υπόψιν και τα συναφή κόστη επεξεργασίας του ώστε να φτάσει την απαραίτητη τεχνική αγωγιμότητα για να τροφοδοτηθεί στον ηλεκτρολύτη.

Στον επόμενο Πίνακα 46 απεικονίζονται συγκεντρωτικά τα κόστη κεφαλαίου και λειτουργίας/συντήρησης ανά πηγή άντλησης νερού μαζί με το επίπεδο κατανάλωσης ενέργειας σύμφωνα με τα κεφάλαια 4.4 και 4.6.

Κόστη κεφαλαίου (CAPEX)	
SWRO	344.187 €
WWTP	148.546 €
Ground H <sub>2</sub> O	141.289 €
H <sub>2</sub> O δημόσιου δικτύου	135.142 €
Κόστη λειτουργίας και συντήρησης (OPEX) <sup>17</sup>	
SWRO	15.488 € / έτος
WWTP	6.609 € / έτος
Ground H <sub>2</sub> O	6.661 € / έτος
H <sub>2</sub> O δημόσιου δικτύου	7.072 € / έτος
Ενεργειακή κατανάλωση επεξεργασίας νερού (3.703 m <sup>3</sup> )	
SWRO	
Πράσινη ενέργεια	10,62 MWh
Ενέργεια από το δίκτυο	4,19 MWh
Συνολική απαίτηση ενέργειας	14,81 MWh
WWTP	
Πράσινη ενέργεια	7,44 MWh
Ενέργεια από το δίκτυο	2,9 MWh
Συνολική απαίτηση ενέργειας	10,37 MWh
Ground H <sub>2</sub> O	
Πράσινη ενέργεια	3,98 MWh
Ενέργεια από το δίκτυο	1,57 MWh
Συνολική απαίτηση ενέργειας	5,55 MWh
H <sub>2</sub> O δημόσιου δικτύου	
Πράσινη ενέργεια	2,39 MWh
Ενέργεια από το δίκτυο	0,94 MWh
Συνολική απαίτηση ενέργειας	3,33 MWh

Πίνακας 46. Συνολικά κόστη και επίπεδο κατανάλωσης ενέργειας ανά πηγή άντλησης νερού .

#### 8.3.1. Σενάριο «SWRO»

Το νερό που παρέχεται στον ηλεκτρολύτη τροφοδοτείται έπειτα από επεξεργασία θαλασσινού νερού μέσω μονάδας αφαλάτωσης μικρής κλίμακας (3.703 m<sup>3</sup>).

Τα αποτελέσματα του παρόντος σεναρίου «SWRO» είναι τα ίδια με του σεναρίου «Hy-Flex» της συνθήκης Α.

<sup>17</sup> Κόστη για το έτος μηδέν χωρίς τιμαριθμική αναπροσαρμογή ανά έτος. Η τιμαριθμική αναπροσαρμογή χρησιμοποιήθηκε κοινή σε όλες τις παραμέτρους +2% ανά έτος.

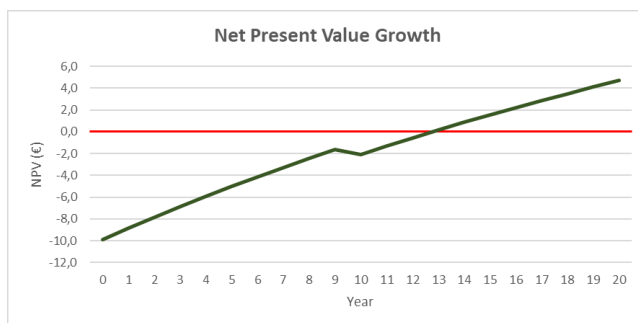
### 8.3.2. Σενάριο «WWTP»

Το νερό που παρέχεται για ηλεκτρόλυση τροφοδοτείται έπειτα από επεξεργασία αστικών λυμάτων (Πίνακας 47).

Οικονομική αξιολόγηση	
NPV	4,68 Μ €
IRR	4,55%
Κόστος κεφαλαίου	9,87 Μ €

Πίνακας 47. Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου WWTP.

Στο επόμενο Διάγραμμα 49 αποτυπώνεται η χρηματοοικονομική ροή για την εικοσαετή λειτουργία του έργου για το σενάριο «WWTP».



Διάγραμμα 49. Καθαρή παρούσα αξία (Μ €) σεναρίου WWTP.

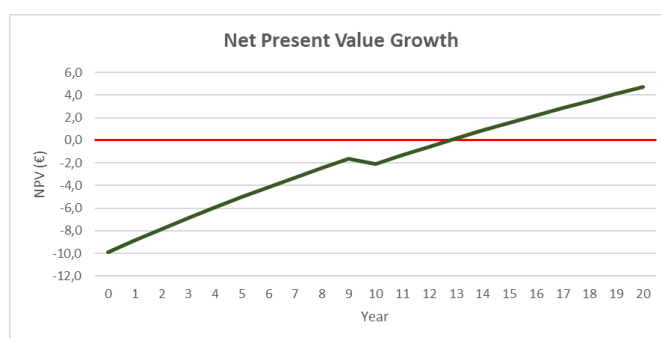
### 8.3.3. Σενάριο «Ground H<sub>2</sub>O»

Το νερό αντλείται από υπόγεια ύδατα τα οποία μετά από διαδικασίες επεξεργασίας του (αντίστροφη ώσμωση) τροφοδοτείται στον ηλεκτρολύτη.

Οικονομική αξιολόγηση	
NPV	4,69 Μ €
IRR	4,56%
Κόστος κεφαλαίου	9,87 Μ €

Πίνακας 48. Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου «Ground H<sub>2</sub>O».

Στο επόμενο Διάγραμμα 50 αποτυπώνεται η χρηματοοικονομική ροή για την εικοσαετή λειτουργία του έργου για το σενάριο «Ground H<sub>2</sub>O».



Διάγραμμα 50. Καθαρή παρούσα αξία (Μ €) σεναρίου «Ground H<sub>2</sub>O».

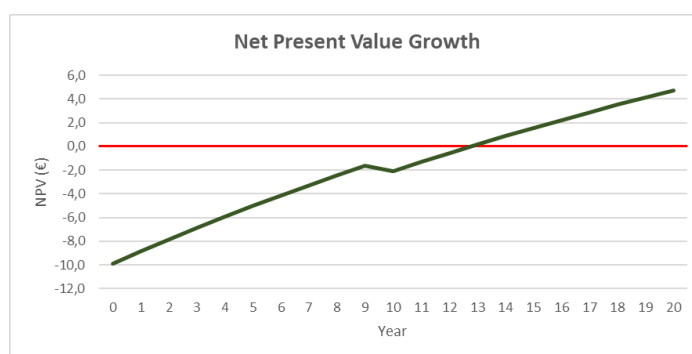
### 8.3.4. Σενάριο «H<sub>2</sub>O δημοσίου δικτύου»

Στο παρόν σενάριο γίνεται χρήση του δημοσίου δικτύου ενώ απαιτείται κατάλληλη επεξεργασία πριν την είσοδο του στην μονάδα ηλεκτρόλυσης.

Οικονομική αξιολόγηση	
NPV	4,70 M €
IRR	4,56%
Κόστος κεφαλαίου	9,86 M €

Πίνακας 49. Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου H<sub>2</sub>O δημοσίου δικτύου.

Στο επόμενο Διάγραμμα 51 απεικονίζεται η χρηματοοικονομική ροή για την εικοσαετή λειτουργία του έργου για το σενάριο «H<sub>2</sub>O δημοσίου δικτύου».



Διάγραμμα 51. Καθαρή παρούσα αξία (M €) σεναρίου H<sub>2</sub>O δημοσίου δικτύου.

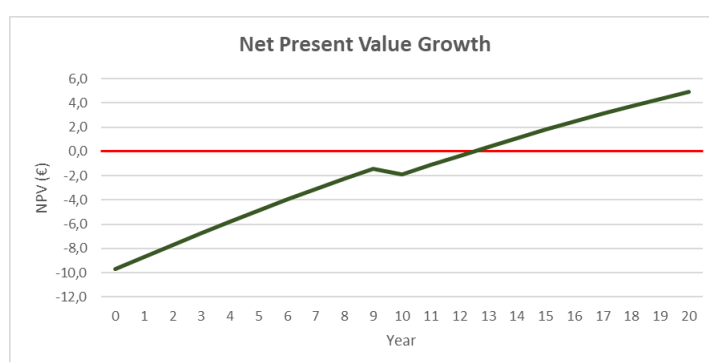
### 8.3.5. Σενάριο «H<sub>2</sub>Overlooked»

Το σενάριο αυτό δεν λαμβάνει υπόψιν την προμήθεια νερού για ηλεκτρόλυση ούτε των διεργασιών επεξεργασίας του.

Οικονομική αξιολόγηση	
NPV	4,94 Μ €
IRR	4,84%
Κόστος κεφαλαίου	9,73 Μ €

Πίνακας 50. Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου H<sub>2</sub>Overlooked.

Στο επόμενο Διάγραμμα 52 απεικονίζεται η χρηματοοικονομική ροή για την εικοσαετή λειτουργία του έργου για το σενάριο «H<sub>2</sub>Overlooked».



Διάγραμμα 52. Καθαρή παρούσα αξία (Μ €) σεναρίου H<sub>2</sub>Overlooked.

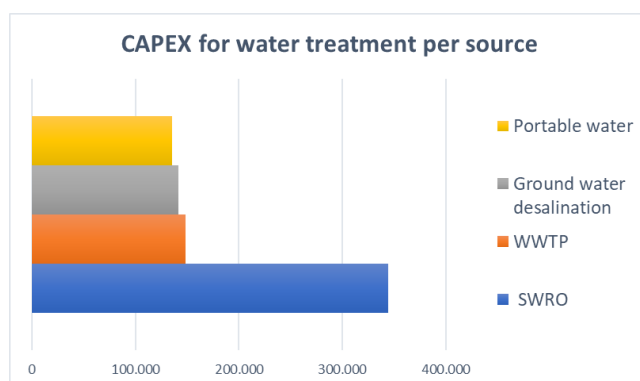
### 8.3.6. Συμπέρασμα

Η μελέτη σεναρίων εναλλακτικών πηγών άντλησης και επεξεργασίας νερού απέδειξε ότι:

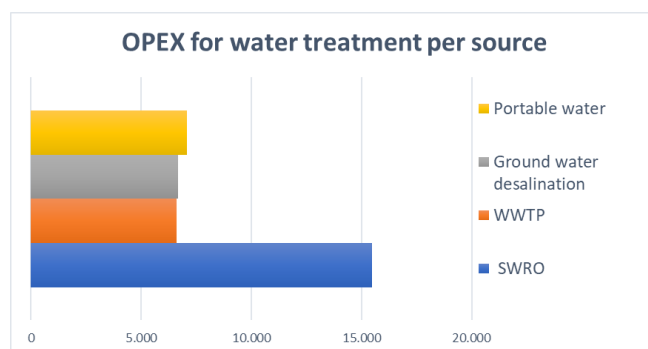
- ♦ Μεταξύ των πηγών άντλησης νερού η πιο κοστοβόρα και ενεργοβόρα αποτελεί την αφαλάτωση θαλασσινού νερού. Ωστόσο, δεν αποτελεί τροχοπέδη για την οικονομική σκοπιμότητα του έργου καθώς το κόστος δεν είναι υψηλό συγκριτικά με την επένδυση κεφαλαίου για τον τεχνικό εξοπλισμό εφοδιαστικής αλυσίδας υδρογόνου.
- ♦ Η διαφορά κόστους μεταξύ μονάδας επεξεργασίας αστικών λυμάτων και άντλησης νερού από υπόγεια ύδατα είναι αμελητέα. Επιπλέον, οι δυο αυτές επιλογές χαρακτηρίζονται από αβεβαιότητα αναφορικά με τη διαθεσιμότητα του νερού. Αντίθετα, η επιλογή ανάπτυξης μονάδας αφαλάτωσης μικρής κλίμακας διασφαλίζει τη διάθεση νερού όταν αυτό απαιτείται. Επομένως, η διαφορά στο κόστος μεταξύ αυτών των επιλογών δεν κρίνεται επαρκής ώστε να υπάρξει αβεβαιότητα παροχής νερού.
- ♦ Η επιλογή πηγής άντλησης κρίνεται μεταξύ του δημοσίου δικτύου και την ανάπτυξη μονάδας αφαλάτωσης μικρής κλίμακας. Το κόστος επεξεργασίας και χρήσης νερού από το δημόσιο δίκτυο είναι ελαφρώς λιγότερο από τη μονάδα επεξεργασίας αστικών λυμάτων

και άντλησης νερού από υπόγεια ύδατα. Ωστόσο, υπάρχει η βασική διαφορά της διαθεσιμότητας νερού (κατά πλειοψηφία νησιωτικών περιοχών<sup>18</sup>) έναντι των προαναφερόμενων δυο επιλογών. Συνεπώς, ευνοείται η επιλογή της χρήσης δημοσίου δικτύου αν αντιμετωπιστούν οι διαδικασίες αδειοδότησης.

- ◆ Το τελευταίο σενάριο (H<sub>2</sub>O overlooked) δεν συμπεριέλαβε το στοιχείο του νερού στη μελέτη αναδεικνύοντας τη σημαντικότητα του. Τα οικονομικά αποτελέσματα ήταν αισθητά καλύτερα ωστόσο είναι πλασματικά ή ελλιπή.



Διάγραμμα 53. Σύγκριση κόστους επένδυσης κεφαλαίου ανά πηγή άντλησης νερού.



Διάγραμμα 54. Σύγκριση κόστους λειτουργίας και συντήρησης ανά πηγή άντλησης νερού.

<sup>18</sup> Πολλά ελληνικά νησιά αντιμετωπίζουν φαινόμενα λειψυδρίας.

## 8.4. Ανάλυση ευαισθησίας

Η ανάλυση ευαισθησίας πραγματοποιείται στο επικρατέστερο σενάριο «Hy-Flex» ώστε να φανερωθεί η αλληλεπίδραση της διαφοροποίησης των πιο κρίσιμων παραμέτρων. Το σενάριο πραγματοποιείται την παροχή νερού από μονάδα αφαλάτωσης για εξασφάλιση της διαθεσιμότητας, συμπεριλαμβάνει την αξιοποίηση του οξυγόνου ενώ η τιμή προμήθειας της πράσινης ενέργειας διαφοροποιείται από την χρηματιστηριακή μέσω διμερούς συμφωνίας μεταξύ παραγωγών ενέργειας και υδρογόνου.

Στους πίνακες που ακολουθούν έχει επισημανθεί η τιμή που χρησιμοποιήθηκε σε κάθε παράμετρο με κίτρινη επισήμανση ώστε να αναδειχθεί η διαφοροποίηση της καθεμίας στην οικονομική σκοπιμότητα συγκρίνοντας το βαθμό διαφοροποίησης τους.

### 8.4.1. H<sub>2</sub> για κινητικότητα

Τιμή πώλησης υδρογόνου για κινητικότητα	NPV	IRR
8 €/kg	-2,46 M €	-2,76%
9 €/kg	-0,19 M €	-0,20%
10 €/kg	2,08 M €	2,08%
11 €/kg	4,35 M €	4,17%
12 €/kg	6,62 M €	6,13%
13 €/kg	8,90 M €	7,99%

Πίνακας 51. Ανάλυση ευαισθησίας τιμής πώλησης υδρογόνου για κινητικότητα.

Παρατηρείται ότι η τιμή πώλησης για κινητικότητα του υδρογόνου έχει σημαντική επιρροή στην οικονομική σκοπιμότητα του έργου. Συγκεκριμένα, η αλλαγή ενός μόλις ευρώ στη τιμή πώλησης προκαλεί περισσότερο από δυο εκατομμύρια διαφορά στην καθαρή παρούσα αξία (NPV). Γεγονός αναμενόμενο καθώς η ζήτηση υδρογόνου για κινητικότητα αντιστοιχεί στο 98% της συνολικής ζήτησης.

### 8.4.2. H<sub>2</sub> για συμπαραγωγή

Τιμή πώλησης υδρογόνου για συμπαραγωγή	NPV	IRR
1 €/kg	4,21 M €	4,04 %
2 €/kg	4,26 M €	4,09%
3 €/kg	4,31 M €	4,13%
4 €/kg	4,35 M €	4,17%
5 €/kg	4,40 M €	4,21%
6 €/kg	4,45 M €	4,25%

Πίνακας 52. Ανάλυση ευαισθησίας τιμής πώλησης υδρογόνου για συμπαραγωγή.

Η ευαισθησία της τιμής πώλησης υδρογόνου για συμπαραγωγή είναι αισθητή αν και αντιστοιχεί μόλις στο 2% της συνολικής ζήτησης με διαφοροποίηση ανά μονάδα ευρώ σε 50.000 κέρδος ή ζημία.



### 8.4.3. Η<sub>2</sub> για τροφοδοσία στο δίκτυο

Τιμή πώλησης υδρογόνου για επιστροφή ενέργειας στο δίκτυο	NPV	IRR
4 €/kg	3,81 M €	3,69%
5 €/kg	4,08 M €	3,93%
6 €/kg	4,35 M €	4,17%
7 €/kg	4,62 M €	4,41%
8 €/kg	4,89 M €	4,65%
9 €/kg	5,16 M €	4,88%

Πίνακας 53. Ανάλυση ευαισθησίας τιμή πώλησης υδρογόνου για τροφοδοσία στο δίκτυο

Η ποσότητα πράσινου υδρογόνου που περισσεύει λόγω πλήρους μονάδας αποθήκευσης και μικρής ζήτησης αξιοποιείται επιστρέφοντας ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο. Η τιμή των 6 €/kg αντιστοιχεί σε 200 €/MWh. Η διαφοροποίηση μιας μονάδας του ευρώ προσδίδει σημαντική διαφορά στο οικονομικό αποτέλεσμα της τάξης ¼ εκατομμυρίου ευρώ.

### 8.4.4. Οξυγόνο για ιατρική χρήση

Τιμή πώλησης οξυγόνου για ιατρική χρήση	NPV	IRR
2 €/kg	1,12 M €	1,14%
3 €/kg	2,41 M €	2,39%
4 €/kg	3,71 M €	3,59%
4,5 €/kg	4,35 M €	4,17%
5 €/kg	5,00 M €	4,74%
6 €/kg	6,29 M €	5,85%

Πίνακας 54. Ανάλυση ευαισθησίας τιμή πώλησης οξυγόνου για ιατρική χρήση

Η αξιοποίηση της συμπαραγωγής του οξυγόνου αναδείχτηκε απαραίτητη για η βιωσιμότητα της επένδυσης κατά την διερεύνηση σεναρίων στην δεύτερη συνθήκη. Η ανάλυση ευαισθησίας στην τιμή πώλησης του φανερώνει την αξιοσημείωτη μεταβλητότητα της οικονομικής σκοπιμότητας ανά μονάδα ευρώ η οποία ισοδυναμεί περισσότερο από ένα εκατομμύριο (1,3).

Συγκεντρωτικά, το επίπεδο ευαισθησίας στην οικονομική σκοπιμότητα ανά διαφοροποίηση μιας μονάδας του ευρώ αναδεικνύεται στον επόμενο Πίνακας 55.

Διαφοροποίηση ανά μονάδα ευρώ στην τιμή πώλησης	Μεταβλητότητα οικονομικής σκοπιμότητας
Υδρογόνο για κινητικότητα	2.280.000 €
Υδρογόνο για συμπαραγωγή	50.000 €
Υδρογόνο για επιστροφή ενέργειας στο δίκτυο	270.000 €
Οξυγόνο για ιατρική χρήση	1.300.000 €

Πίνακας 55. Μεταβλητότητα οικονομικής σκοπιμότητας για παραμετρική διαφοροποίηση μιας μονάδας ευρώ.

## 9. Σύνοψη μελέτης και συμπεράσματα

Η μελέτη στοχεύει στον προσδιορισμό των καίριων σημείων σχεδιασμού οικοσυστήματος υδρογόνου και σχηματισμού της εφοδιαστικής αλυσίδας αναπτύσσοντας τεχνοοικονομικό μοντέλο προσομοίωσης για μελέτη περίπτωσης εξάγοντας συμπεράσματα χρήσιμα στην αναπαραγωγή ομοειδών έργων.

Αρχικά, η ανάλυση της μελέτης εισάγει την έννοια της εφοδιαστικής αλυσίδας και προσεγγίζει τους εναλλακτικούς τρόπους ανάπτυξης της θέτοντας το πρώτο έδαφος για την βασική διαφοροποίηση μεταξύ κεντροποιημένης ή κατανεμημένης παραγωγής. Ακόμα, μελετώνται τα διαφορετικά «μονοπάτια» που υφίστανται για την αποθήκευση, μεταφορά και τη χρήση του υδρογόνου αξιολογώντας την καταλληλότητα τους ανά περίπτωση αναφέροντας τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματά τους. Έπειτα ακολουθεί η περιγραφή της υποδομής τροφοδότησης και ανεφοδιασμού υδρογόνου ώστε να γίνει αντιληπτός ο συσχετισμός της με τις επιλογές τρόπου μεταφοράς και αποθήκευσης κατά τον σχεδιασμό της εφοδιαστικής αλυσίδας. Η βιβλιογραφική έρευνα επισήμανε ότι η μεταφορά του υδρογόνου μπορεί να αποφεύγεται αν η παραγωγή είναι κατανεμημένη ενώ απονέμει ως τον πιο αξιόπιστο τρόπο αποθήκευσης υδρογόνου, το υδρογόνο συμπιεσμένου αέρα. Η μεταφορά του αποτελεί κρίσιμο τροχοπέδη αν και για μικρές αποστάσεις τα βυτιοφόρα εξυπηρετούν αποτελεσματικά. Ιδανικά, η μεταφορά του υδρογόνου (για μεγάλες αποστάσεις) θα ήταν δυνατή μέσω νέων αγωγών αποκλειστικής χρήσης ή μέσω της αξιοποίησης του υπάρχοντος δικτύου λειτουργώντας παράλληλα ως αποθήκευση. Το υδρογόνο παρέχει πληθώρα χρήσεων και δυνατότητα σύζευξης αυτών αλλά κυρίαρχο ρόλο έχει η κινητικότητα εστιάζοντας στα βαρέως τύπου οχήματα και πλεούμενα.

Στην συνέχεια, η μελέτη πραγματεύεται το στοιχείο του νερού το οποίο είναι εξίσου απαραίτητο για την αντίδραση της ηλεκτρόλυσης με την ηλεκτρική ενέργεια. Ιδιαίτερα σημαντική παράμετρος αποτελεί η κατανάλωση του νερού για την παραγωγή ενός κιλού υδρογόνου. Στη παρούσα μελέτη λήφθηκαν υπόψιν τα 20 λίτρα ανά kg υδρογόνου ακολουθώντας πρόσφατη μελέτη της IRENA έναντι της πλειοψηφίας των κατασκευαστών μονάδων ηλεκτρόλυσης που υποστηρίζουν μόλις τη μισή κατανάλωση. Στο επίπεδο κατανάλωσης 20 λίτρων/kg H<sub>2</sub> συμπεριλαμβάνεται η αντίδραση της ηλεκτρόλυσης λαμβάνοντας υπόψιν τις απώλειες και την αποδοτικότητα σε ανάλυση κύκλου ζωής. Στο ίδιο πλαίσιο μελετήθηκαν οι τεχνικές προδιαγραφές αγωγιμότητας του νερού (<5 μS/cm) για την ασφαλή και αξιόπιστη παραγωγή υδρογόνου καθώς και λοιπά στοιχεία που μπορούν να επηρεάσουν την αντίδραση μειώνοντας τη διάρκεια ζωής και την απόδοση του ηλεκτρολύτη. Επιπρόσθετα, εξετάστηκαν πιθανές πηγές άντλησης του νερού προσδιορίζοντας τις απαραίτητες διαδικασίες επεξεργασίας του και τα συναφή κόστη ενόψει της κάλυψης των τεχνικών προδιαγραφών αγωγιμότητας. Οι κύριες προκλήσεις κυμαίνονται στην διαθεσιμότητα παροχής του νερού, στο οικονομικό και ενεργειακό κόστος επεξεργασίας του. Παρ' όλα αυτά, οι επικρατέστερες πηγές άντλησης νερού κατά προτεραιότητα ιεράρχησης αποτελούν η χρήση του δημόσιου δίκτυο παροχής νερού, η αφαλάτωση θαλασσινού νερού, η επεξεργασία αστικών ή βιομηχανικών λυμάτων και η άντληση υπόγειων υδάτων. Η πιο ενεργοβόρα εξ αυτών είναι η αφαλάτωση θαλασσινού νερού έχοντας και το υψηλότερο κόστος. Ωστόσο, δεν αντιμετωπίζει τις προκλήσεις διαθεσιμότητας που αποτελούν την κύρια ανησυχία των εναπομείναντων επιλογών.

Στην επόμενη ενότητα μελετήθηκε η αξιοποίηση της συμπαραγωγής του οξυγόνου έναντι της εναπόθεσής του στην ατμόσφαιρα. Όπως έδειξε το πρόσφατο συμβάν πανδημίας COVID-19, η παροχή οξυγόνου στις εγκαταστάσεις υγείας είναι υψίστης σημασίας. Η χρήση του οξυγόνου για ιατρικούς σκοπούς δεν σχετίζεται με την απανθρακοποίηση ή την ενεργειακή απόδοση αλλά

κρίνεται εξαιρετικά σκόπιμη ώστε να μειώσει το υψηλό κόστος παραγωγής υδρογόνου της ηλεκτρολύσης.

Επόμενο αντικείμενο ανάλυσης αποτέλεσε η αναγνώριση του ηλεκτρικού συστήματος της περιοχής μελέτης. Επιλέχθηκε το ΗΣ Κως-Καλύμνου καθώς ανήκει στα μη-διασυνδεδεμένα ελληνικά συστήματα στο οποίο περικόπτεται το 20% της ενέργειας προερχόμενη από αιολικά πάρκα παρουσιάζοντας απώλεια 8,3 GWh ετησίως. Μάλιστα, η πλειοψηφία της ζήτησης καλύπτεται από θερμικούς σταθμούς σημειώνοντας 85% μερίδιο στο ενεργειακό μείγμα του συστήματος. Η μέγιστη αξιοποίηση της πλεονάζουσας πράσινης ενέργειας μέσω της ανάπτυξης οικοσυστήματος υδρογόνου θα μετριάσει το μερίδιο της συμβατικής ενέργειας στο 82% ενώ ταυτόχρονα θα δημιουργήσει τις κατάλληλες συνθήκες για περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ διαλείπουσας φύσης.

Ο σχεδιασμός της εφοδιαστικής αλυσίδας ακολούθησε επιλέγοντας την κατανεμημένη παραγωγή υδρογόνου ελαχιστοποιώντας τις ανάγκες μεταφοράς υδρογόνου μέσω της συνύπαρξης του τεχνικού εξοπλισμού με τον σταθμό ανεφοδιασμού. Ακόμα, αξιοσημείωτη είναι η λειτουργία της στοίβας κυψελών υδρογόνου που θα επιστρέφει την πλεονάζουσα παραγωγή πράσινου υδρογόνου πίσω στο δίκτυο συνεισφέροντας στην μείωση της διαστασιολόγησης της δεξαμενής αποθήκευσης, γεγονός το οποίο βελτιώνει σημαντικά την οικονομική σκοπιμότητα του έργου. Έτσι, ακολουθώντας τα βιβλιογραφικά ευρήματα αναπτύχθηκε τεχνοοικονομικό μοντέλο προσομοίωσης της προαναφερθείσας εφοδιαστικής αλυσίδας για τη μελέτη περίπτωσης σε ωριαία βάση. Το μοντέλο εμπεριέχει εφαρμογές διαστασιολόγησης του τεχνικού εξοπλισμού (ηλεκτρολύτη, μονάδας ΣΗΘ και δεξαμενή αποθήκευσης) ενώ αποτελεί εργαλείο αξιολόγησης της οικονομικής σκοπιμότητας που δύναται να εξεταστεί σε σενάρια. Κορμός στο μοντέλο είναι η προσομοίωση του ηλεκτρολύτη τύπου PEM συμπεριλαμβάνοντας τόσο την λογαριθμική συμπεριφορά της απόδοσης συναρτήσει του φορτίου όσο και την χρονική καθυστέρηση έναρξης λειτουργίας του μετά από μια κρύα εκκίνηση. Ακόμα, έμφαση δόθηκε στα φαινόμενα υποβάθμισης του ηλεκτρολύτη τα οποία αναγνωρίζονται από την σταδιακή αύξηση της τάσης στο χρόνο. Επομένως, για τον περιορισμό της υποβάθμισης του ηλεκτρολύτη εφαρμόστηκε προσαύξηση στην ονομαστική ισχύ του ηλεκτρολύτη μετά την κατάλληλη διαστασιολόγησή του με βάση το συντελεστή χρησιμοποίησης και τον βαθμό αξιοποίησης της πλεονάζουσας ενέργειας. Έπειτα, διαστασιολογείται η μονάδα συμπαραγωγής ακολουθώντας το ηλεκτρικό φορτίο του ξενοδοχειακού συγκροτήματος έτσι ώστε να εξυπηρετεί το φορτίο βάσης ενώ οι αιχμές καλύπτονται από το δίκτυο. Κατόπιν, μελετήθηκε η διαστασιολόγηση του εξοπλισμού αποθήκευσης υδρογόνου χρησιμοποιώντας την μέγιστη ωριαία έλλειψη και τη μέση ωριαία στάθμη αποθήκευσης στη διάρκεια ενός έτους. Χάριν αυτού, η βέλτιστη διαστασιολόγηση αναδείχθηκε όταν η τιμή της μέγιστης ωριαίας έλλειψης είναι ίση με την μέση ωριαία στάθμη αποθήκευσης, μειώνοντας σημαντικά το χρονικό διάστημα μηδενικής στάθμης αποθήκευσης ενώ παράλληλα επιτυγχάνεται μετρίαση στην προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας για παραγωγή γκρίζου υδρογόνου. Το αποτέλεσμα της προσδιορισμένης διαστασιολόγησης του τεχνικού εξοπλισμού επέφερε αξιοποίηση κατά 86% της πλεονάζουσας ενέργειας χρησιμοποιώντας 70% πράσινο υδρογόνο για την κάλυψη της ζήτησης.

Τελευταίο κεφάλαιο της μελέτης αποτελεί η αξιολόγηση της οικονομικής σκοπιμότητας της εφοδιαστικής αλυσίδας και ο προσδιορισμός των συνθηκών βιωσιμότητας της. Συγκεκριμένα, εξετάστηκαν τρεις (3) διαφοροποιημένες συνθήκες μέσω διερεύνησης σεναρίων ώστε να εντοπιστούν οι παράμετροι που θα επιτρέψουν την επενδυτική σκοπιμότητα και ευημερία του έργου. Το αποτέλεσμα της διερεύνησης σεναρίων απέδωσε την προμήθεια της πλεονάζουσας πράσινης ενέργειας σε τιμή προμήθειας κόστους παραγωγής δεδομένου ότι σε διαφορετική περίπτωση δεν θα παραγόταν. Επίσης, αποδείχθηκε ότι η αξιοποίηση του οξυγόνου αποτέλεσε

αναπόσπαστο κομμάτι ανάπτυξης του οικοσυστήματος υδρογόνου προσδίδοντας σημαντικά οικονομικά οφέλη. Επιπροσθέτως, η επιλογή πηγής άντλησης νερού η οποία μειώνει την οικονομική σκοπιμότητα αισθητά είναι η αφαλάτωση θαλασσινού νερού ωστόσο δεν αποτελεί εμπόδιο στην βιωσιμότητα του έργου, λόγω της συγκριτικά περιορισμένης επένδυσης σε σχέση με το κόστος του εξοπλισμού της εφοδιαστικής αλυσίδας. Ακόμα, υλοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας στις τιμές προσφοράς υδρογόνου ανά χρήση, οξυγόνου και παροχής ηλεκτρικής ενέργειας προσδίδοντας την επιρροή τους στην οικονομική σκοπιμότητα του έργου ανά μονάδα διαφοροποίησης του ευρώ.

Εν κατακλείδι, ο καθορισμός της εφοδιαστικής αλυσίδας του υδρογόνου συνίσταται να γίνεται στρατηγικά λαμβάνοντας υπόψη την τεχνολογική ωριμότητα του εξοπλισμού και τις χρήσεις του αλλά με τέτοιο τρόπο ώστε να ελαχιστοποιείται το κόστος το οποίο την δεδομένη στιγμή αποτελεί «φυγόκεντρο δύναμη» ως προς την ενσωμάτωση του πράσινου υδρογόνου στο μελλοντικό ενεργειακό μείγμα.

## **10. Πρόταση για επέκταση της μελέτης**

Τα αποτελέσματα της μελέτης δύναται να χρησιμοποιηθούν για αναπαραγωγή του έργου σε άλλα νησιά επεκτείνοντας την εφοδιαστική αλυσίδα και τις χρήσεις του υδρογόνου σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά της περιοχής μελέτης. Συγκεκριμένα, προτείνεται η μελέτη της χρήσης καυστήρων υδρογόνου για κάλυψη αναγκών θέρμανσης σε οικίες και καταστήματα μέσω περιορισμένου δίκτυο αγωγών διανομής. Επιπλέον, συνίσταται η αξιοποίηση της απορριπτόμενης θερμότητας των κυψελών καυσίμου αντίστροφης ηλεκτρόλυσης για εναλλακτική λύση τηλεθέρμανσης. Εν συνεχεία, ακολουθώντας τις τελευταίες εξελίξεις προτείνεται η προσομοίωση της νέας μονάδας ηλεκτρόλυσης AEM (Anion Exchange Membrane) κατασκευής Enapter, η οποία συνδυάζει μικρό κόστος, ευελιξία φορτίου και υψηλότερη πυκνότητα έντασης ρεύματος. Επομένως, η ηλεκτρόλυση AEM συνδυάζει τα οφέλη τόσο της τεχνολογίας PEM όσο και της τεχνολογίας AEL. Τέλος, προτείνεται η διεύρυνση της εφοδιαστικής αλυσίδας συμπεριλαμβάνοντας την παραγωγή αμμωνίας μέσω πράσινου υδρογόνου για χρήση λιπασμάτων και κινητικότητας ακτοπλοϊκών οχημάτων.

# 11. Παράρτημα

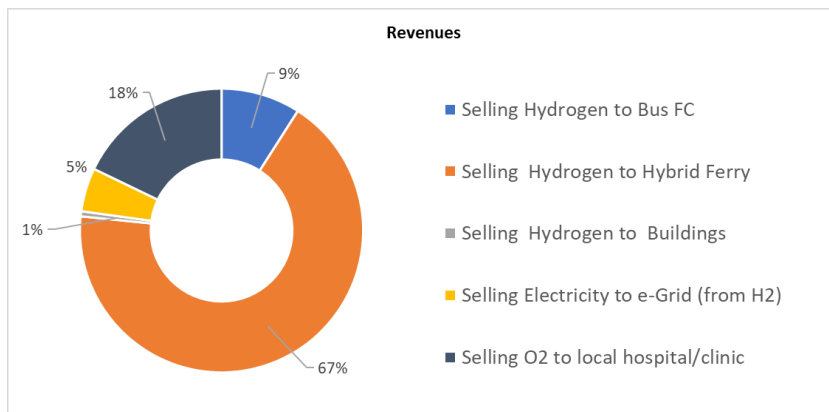


Εικόνα 4. Χάρτης ανάδειξης λιμανιού εγκατάστασης εφοδιαστικής αλυσίδας υδρογόνου

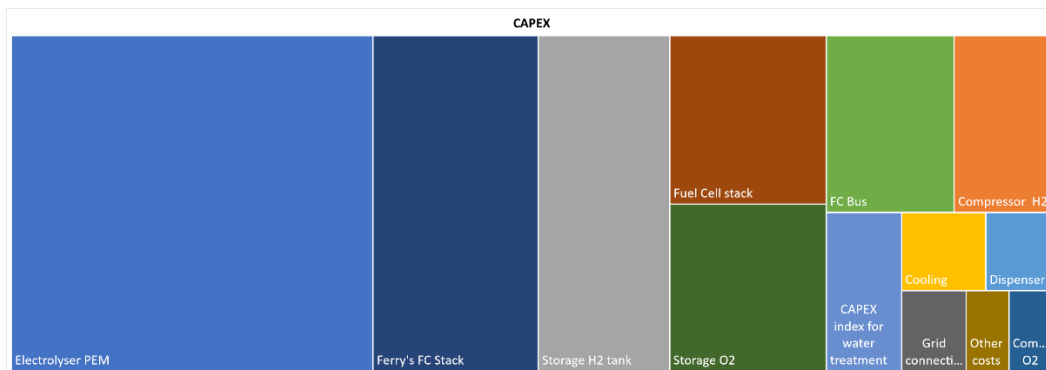
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20																					
<b>CAPEX</b>																																										
Electrolyser	€	3.500.000									€	1.225.000																														
H2 storage	€	1.299.000																																								
Compressor for H2	€	900.000																																								
Cooling	€	190.000																																								
Dispenser	€	150.000																																								
Grid connection	€	150.000																																								
FC Bus	€	650.000																																								
Ferry's FC stack	€	1.600.000																																								
Fuel Cell stack	€	761.319																																								
Compressor O2	€	100.000																																								
Storage O2	€	753.337																																								
CAPEX index for water treatment	€	344.187																																								
Additional Capital Costs (Land, licenses etc)	€	100.000																																								
<b>OPER</b>																																										
Electricity cost for water treatment & grey H2 production	€	487.267	€	497.013	€	506.953	€	517.092	€	527.434	€	537.982	€	548.742	€	559.717	€	570.911	€	582.329	€	593.976	€	605.856	€	617.973	€	630.332	€	642.939	€	655.798	€	668.914	€	682.292	€	695.938	€	709.856		
Electrolyser	€	107.100	€	109.242	€	111.427	€	113.655	€	115.928	€	118.247	€	120.612	€	123.024	€	125.485	€	127.994	€	130.554	€	133.165	€	135.829	€	138.545	€	141.316	€	144.142	€	147.025	€	149.966	€	152.965	€	156.024		
H2 storage	€	12.944	€	13.203	€	13.467	€	13.736	€	14.011	€	14.291	€	14.577	€	14.868	€	15.166	€	15.469	€	15.778	€	16.094	€	16.416	€	16.744	€	17.079	€	17.421	€	17.769	€	18.124	€	18.487	€	18.857		
Compressor	€	12.750	€	13.005	€	13.265	€	13.530	€	13.801	€	14.077	€	14.359	€	14.646	€	14.939	€	15.237	€	15.542	€	15.853	€	16.170	€	16.493	€	16.823	€	17.160	€	17.505	€	17.853	€	18.210	€	18.574		
Cooling	€	5.814	€	5.930	€	6.049	€	6.170	€	6.293	€	6.419	€	6.548	€	6.678	€	6.812	€	6.948	€	7.087	€	7.229	€	7.374	€	7.521	€	7.671	€	7.825	€	7.981	€	8.141	€	8.304	€	8.470		
Dispenser	€	4.590	€	4.682	€	4.775	€	4.871	€	4.968	€	5.068	€	5.169	€	5.272	€	5.378	€	5.485	€	5.595	€	5.707	€	5.821	€	5.938	€	6.056	€	6.178	€	6.301	€	6.427	€	6.556	€	6.687		
FC Bus	€	19.890	€	20.288	€	20.694	€	21.107	€	21.530	€	21.960	€	22.399	€	22.847	€	23.304	€	23.770	€	24.246	€	24.731	€	25.225	€	25.729	€	26.244	€	26.769	€	27.305	€	27.851	€	28.408	€	28.976		
Ferry's FC stack	€	48.960	€	49.939	€	50.938	€	51.957	€	52.996	€	54.056	€	55.137	€	56.240	€	57.364	€	58.512	€	59.682	€	60.876	€	62.095	€	63.335	€	64.602	€	65.894	€	67.212	€	68.556	€	69.927	€	71.325		
Fuel Cell stack	€	23.296	€	23.762	€	24.238	€	24.722	€	25.217	€	25.723	€	26.235	€	26.760	€	27.295	€	27.841	€	28.398	€	28.966	€	29.545	€	30.136	€	30.739	€	31.354	€	31.981	€	32.621	€	33.273	€	33.938		
Compressor O2	€	3.060	€	3.121	€	3.184	€	3.247	€	3.312	€	3.378	€	3.446	€	3.515	€	3.585	€	3.657	€	3.730	€	3.805	€	3.881	€	3.958	€	4.038	€	4.118	€	4.201	€	4.285	€	4.370	€	4.458		
Storage O2	€	23.114	€	23.576	€	24.048	€	24.529	€	25.019	€	25.520	€	26.030	€	26.551	€	27.082	€	27.623	€	28.176	€	28.739	€	29.314	€	29.900	€	30.498	€	31.108	€	31.730	€	32.365	€	33.012	€	33.679		
Transport cost of O2	€	25.500	€	26.010	€	26.530	€	27.061	€	27.602	€	28.154	€	28.717	€	29.291	€	29.877	€	30.475	€	31.084	€	31.706	€	32.340	€	32.987	€	33.647	€	34.320	€	35.006	€	35.706	€	36.420	€	37.149		
Cost of green electricity (surplus)	€	365.189	€	372.493	€	379.943	€	387.542	€	395.293	€	403.198	€	411.262	€	419.488	€	427.877	€	436.435	€	445.164	€	454.067	€	463.148	€	472.411	€	481.859	€	491.497	€	501.327	€	511.353	€	521.580	€	532.012		
CAPEX index for water treatment	€	15.797	€	16.113	€	16.436	€	16.764	€	17.100	€	17.442	€	17.790	€	18.146	€	18.509	€	18.879	€	19.257	€	19.642	€	20.035	€	20.436	€	20.844	€	21.261	€	21.687	€	22.120	€	22.563	€	23.014		
<b>TOTAL COSTS</b>	€	11.555.772	€	11.778.577	€	1.201.945	€	1.225.984	€	1.250.504	€	1.275.534	€	1.301.024	€	1.327.044	€	1.353.585	€	3.421.119	€	3.468.270	€	3.486.456	€	3.465.164	€	3.409.468	€	3.324.957	€	3.254.494	€	3.205.941	€	3.167.660	€	3.139.613	€	3.118.013		
<b>REVENUE</b>																																										
Selling Hydrogen to FC BUS and Cars	-	€	201.561	€	205.592	€	209.704	€	213.898	€	218.176	€	222.539	€	226.990	€	231.530	€	236.160	€	240.883	€	245.701	€	250.615	€	255.627	€	260.740	€	265.955	€	271.274	€	276.699	€	282.233	€	287.878	€	293.636	
Selling Hydrogen to Hybrid Ferry	-	€	1.502.358	€	1.532.405	€	1.563.053	€	1.594.915	€	1.628.201	€	1.663.725	€	1.699.899	€	1.726.737	€	1.760.252	€	1.795.457	€	1.831.966	€	1.869.994	€	1.909.355	€	1.949.461	€	1.992.330	€	2.021.976	€	2.062.416	€	2.103.664	€	2.145.737	€	2.188.652	
Selling Hydrogen to Buildings	-	€	12.902	€	13.161	€	13.424	€	13.692	€	13.966	€	14.245	€	14.530	€	14.821	€	15.117	€	15.420	€	15.728	€	16.043	€	16.363	€	16.691	€	17.025	€	17.365	€	17.712	€	18.067	€	18.428	€	18.796	
Selling Electricity to e-Grid (from H2)	-	€	110.527	€	112.737	€	114.992	€	117.292	€	120.630	€	124.011	€	126.960	€	129.499	€	132.089	€	134.731	€	137.426	€	140.174	€	142.978	€	145.837	€	148.754	€	151.729	€	154.764	€	157.859	€	161.016			
Selling O2 to local hospital/clinic	-	€	397.234	€	402.179	€	413.282	€	421.548	€	429.979	€	438.578	€	447.350	€	456.297	€	465.423	€	474.731	€	484.226	€	493.910	€	503.789	€	513.864	€	524.142	€	534.625	€	545.317	€	556.223	€	567.348	€	578.695	
<b>TOTAL REVENUE</b>	€	2.224.582	€	2.269.073	€	2.314.455	€	2.360.744	€	2.407.959	€	2.456.118	€	2.505.240	€	2.555.345	€	2.606.452	€	2.658.581	€	2.711.753	€	2.765.988	€	2.821.307	€	2.877.734	€	2.935.288	€	2.993.994	€	3.053.874	€	3.114.951	€	3.177.250	€	3.240.795		
<b>Cash Flow</b>	€	-10.069.864	€	1.069.310	€	1.090.696	€	1.112.510	€	1.134.760	€	1.157.455	€	1.180.604	€	1.204.216	€	1.228.301	€	1.252.867	€	-773.538	€	1.303.482	€	1.329.552	€	1.356.143	€	1.383.266	€	1.410.931	€	1.439.150	€	1.467.933	€	1.497.292	€	1.527.237	€	1.557.782
Discounted cash flow	€	-10.069.864	€	1.018.390	€	989.283	€	961.028	€	933.570	€	906.986	€	881.285	€	855.414	€	831.362	€	807.609	€	-474.885	€	762.119	€	740.344	€	719.192	€	698.643	€	678.682	€	659.391	€	640.454	€	621.156	€	604.800	€	587.112
NPV (cumulative) (Million)	€	-10.07	€	-9.05	€	-8.06	€	-7.10	€	-6.17	€	-5.26	€	-4.38	€</																											

Κόστη συντήρησης και λειτουργίας (O&M) ετησίως	
Ηλεκτρολύτη	CAPEX * 3%
Μονάδα αποθήκευσης H2	CAPEX * 1%
Συμπιεστής H2	CAPEX * 2,5%
Εξοπλισμός ψύξης	CAPEX * 3%
Πιστόνι τροφοδοσίας υδρογόνου	CAPEX * 3%
Λεωφορείο κυψελών καυσίμου	CAPEX * 3%
Κυψέλες καυσίμου πορθμείου	CAPEX * 3%
Συμπιεστής οξυγόνου	CAPEX * 3%
Μονάδα αποθήκευσης οξυγόνου	CAPEX * 1%
Μεταφορά οξυγόνου	25.000 €

Πίνακας 56. Κόστος λειτουργίας και συντήρησης εξοπλισμού εφοδιαστικής αλυσίδας ανάπτυξης έργου αναφοράς



Διάγραμμα 55. Κατανομή εσόδων επικρατέστερου σεναρίου «Hy-Flex»



Διάγραμμα 56. Σύγκριση κόστους κεφαλαίου τεχνικού εξοπλισμού επικρατέστερου σεναρίου «Hy-Flex»

## 12. Βιβλιογραφία

1. Shiva Kumar, S.; Himabindu, V. Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Mater. Sci. Energy Technol.* **2019**, *2*, 442–454, doi:10.1016/j.mset.2019.03.002.
2. Okolie, J.A.; Patra, B.R.; Mukherjee, A.; Nanda, S.; Dalai, A.K.; Kozinski, J.A. Futuristic applications of hydrogen in energy, biorefining, aerospace, pharmaceuticals and metallurgy. *Int. J. Hydrogen Energy* **2021**, *46*, 8885–8905, doi:10.1016/j.ijhydene.2021.01.014.
3. Yue, M.; Lambert, H.; Pahon, E.; Roche, R.; Jemei, S.; Hissel, D. Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2021**, *146*, 111180, doi:10.1016/j.rser.2021.111180.
4. Yap, J.; McLellan, B. A Historical Analysis of Hydrogen Economy Research, Development, and Expectations, 1972 to 2020. *Environ. - MDPI* **2023**, *10*, doi:10.3390/environments10010011.
5. Ajanovic, A.; Sayer, M.; Haas, R. The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen. *Int. J. Hydrogen Energy* **2022**, *47*, 24136–24154, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.02.094.
6. Oni, A.O.; Anaya, K.; Giwa, T.; Di Lullo, G.; Kumar, A. Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions. *Energy Convers. Manag.* **2022**, *254*, 115245, doi:10.1016/j.enconman.2022.115245.
7. Midilli, A.; Kucuk, H.; Topal, M.E.; Akbulut, U.; Dincer, I. A comprehensive review on hydrogen production from coal gasification: Challenges and Opportunities. *Int. J. Hydrogen Energy* **2021**, *46*, 25385–25412, doi:10.1016/j.ijhydene.2021.05.088.
8. Coal, P.F. Facts 1.008 1. **1800**, 1–2.
9. Nikolaidis, P.; Poullikkas, A. A comparative overview of hydrogen production processes. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2017**, *67*, 597–611, doi:10.1016/j.rser.2016.09.044.
10. Shiva Kumar, S.; Lim, H. An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. *Energy Reports* **2022**, *8*, 13793–13813, doi:10.1016/j.egyr.2022.10.127.
11. IRENA *Global hydrogen trade to meet the 1.5 °C climate goal: Part III – Green hydrogen supply cost and potential*; 2022; ISBN 9789292604325.
12. Robles, J.O.; Almaraz, S.D.L.; Azzaro-Pantel, C. *Hydrogen as a pillar of the energy transition*; 2018; ISBN 9780128111970.
13. NREL The Technical and Economic Potential of the H<sub>2</sub>@Scale Hydrogen Concept within the United States. **2020**, 196.
14. Robles, J.O.; Almaraz, S.D.L.; Azzaro-Pantel, C. *Hydrogen supply chain design: Key technological components and sustainable assessment*; 2018; ISBN 9780128111970.
15. Viswanathan, B. Chapter 10 – Hydrogen Storage. *Energy Sources* **2017**, 185–212, doi:10.1016/B978-0-444-56353-8.00010-1.
16. Aziz, M. Liquid hydrogen: A review on liquefaction, storage, transportation, and safety. *Energies* **2021**, *14*, doi:10.3390/en14185917.
17. Fukumoto, M.; Nakajima, K.; Takahashi, H. Formation of LaNi<sub>5</sub> Hydrogen Storage Alloy by Electrodeposition of La Using Molten Salt. *Coatings* **2022**, *12*, doi:10.3390/coatings12091268.

18. Salehabadi, A.; Dawi, E.A.; Sabur, D.A.; Al-Azzawi, W.K.; Salavati-Niasari, M. Progress on nano-scaled alloys and mixed metal oxides in solid-state hydrogen storage; an overview. *J. Energy Storage* **2023**, *61*, 106722, doi:10.1016/j.est.2023.106722.
19. Topolski, K.; Reznicek, E.P.; Erdener, B.C.; San Marchi, C.W.; Ronevich, J.A.; Fring, L.; Simmons, K.; Guerra Fernandez, O.J.; Hodge, B.-M.; Chung, M. Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology. **2022**.
20. Altfeld, K.; Pinchbeck, D. Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems. *Gas Energy* **2013**, *March/2013*, 1–16.
21. Rödl, A.; Wulf, C.; Kaltschmitt, M. Assessment of selected hydrogen supply chains-factors determining the overall GHG emissions. *Hydrog. Supply Chain Des. Deploy. Oper.* **2018**, 81–109, doi:10.1016/B978-0-12-811197-0.00003-8.
22. Kakaras, E. The Future of Hydrogen. *Futur. Hydrog.* **2019**, doi:10.1787/1e0514c4-en.
23. Mansilla, C.; Bourasseau, C.; Cany, C.; Guinot, B.; Duigou, A. Le; Lucchese, P. *Hydrogen applications: Overview of the key economic issues and perspectives*; Elsevier Ltd., 2018; ISBN 9780128111970.
24. Alaswad, A.; Omran, A.; Sodre, J.R.; Wilberforce, T.; Pignatelli, G.; Dassisti, M.; Baroutaji, A.; Olabi, A.G. Technical and commercial challenges of proton-exchange membrane (Pem) fuel cells. *Energies* **2021**, *14*, 1–21, doi:10.3390/en14010144.
25. Egeland-Eriksen, T.; Hajizadeh, A.; Sartori, S. Hydrogen-based systems for integration of renewable energy in power systems: Achievements and perspectives. *Int. J. Hydrogen Energy* **2021**, *46*, 31963–31983, doi:10.1016/j.ijhydene.2021.06.218.
26. Reddi, K.; Elgowainy, A.; Sutherland, E. Hydrogen refueling station compression and storage optimization with tube-trailer deliveries. *Int. J. Hydrogen Energy* **2014**, *39*, 19169–19181, doi:10.1016/j.ijhydene.2014.09.099.
27. Grouset, D.; Ridart, C. *Lowering energy spending together with compression, storage, and transportation costs for hydrogen distribution in the early market*; Elsevier Ltd., 2018; ISBN 9780128111970.
28. Simoes, S.G.; Catarino, J.; Picado, A.; Lopes, T.F.; di Bernardino, S.; Amorim, F.; Gírio, F.; Rangel, C.M.; Ponce de Leão, T. Water availability and water usage solutions for electrolysis in hydrogen production. *J. Clean. Prod.* **2021**, *315*, doi:10.1016/j.jclepro.2021.128124.
29. IRENA *Green Hydrogen Cost Reduction*; 2020; ISBN 9789292602956.
30. Asghari, E.; Abdullah, M.I.; Foroughi, F.; Lamb, J.J.; Pollet, B.G. Advances, opportunities, and challenges of hydrogen and oxygen production from seawater electrolysis: An electrocatalysis perspective. *Curr. Opin. Electrochem.* **2022**, *31*, 100879, doi:10.1016/j.coelec.2021.100879.
31. Shi, X.; Liao, X.; Li, Y. Quantification of fresh water consumption and scarcity footprints of hydrogen from water electrolysis: A methodology framework. *Renew. Energy* **2020**, *154*, 786–796, doi:10.1016/j.renene.2020.03.026.
32. Woods, P.; Bustamante, H.; Aguey-Zinsou, K.-F. The hydrogen economy - Where is the water? *Energy Nexus* **2022**, *7*, 100123, doi:10.1016/j.nexus.2022.100123.
33. Zeng, K.; Zhang, D. Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. *Prog. Energy Combust. Sci.* **2010**, *36*, 307–326, doi:10.1016/j.pecs.2009.11.002.
34. Mehmeti, A.; Angelis-Dimakis, A.; Arampatzis, G.; McPhail, S.J.; Ulgiati, S. Life cycle assessment and water footprint of hydrogen production methods: From conventional to emerging



- technologies. *Environ. - MDPI* **2018**, *5*, 1–19, doi:10.3390/environments5020024.
35. Gao, F.Y.; Yu, P.C.; Gao, M.R. Seawater electrolysis technologies for green hydrogen production: challenges and opportunities. *Curr. Opin. Chem. Eng.* **2022**, *36*, 100827, doi:10.1016/j.coche.2022.100827.
  36. Papakonstantinou, G.; Algara-Siller, G.; Teschner, D.; Vidaković-Koch, T.; Schlögl, R.; Sundmacher, K. Degradation study of a proton exchange membrane water electrolyzer under dynamic operation conditions. *Appl. Energy* **2020**, *280*, doi:10.1016/j.apenergy.2020.115911.
  37. Tow, E.W.; Hartman, A.L.; Jaworowski, A.; Zucker, I.; Kum, S.; AzadiAghdam, M.; Blatchley, E.R.; Achilli, A.; Gu, H.; Urper, G.M.; et al. Modeling the energy consumption of potable water reuse schemes. *Water Res. X* **2021**, *13*, 100126, doi:10.1016/j.wroa.2021.100126.
  38. Kim, J.; Park, K.; Yang, D.R.; Hong, S. A comprehensive review of energy consumption of seawater reverse osmosis desalination plants. *Appl. Energy* **2019**, *254*, 113652, doi:10.1016/j.apenergy.2019.113652.
  39. Li, S.; Milia, M.; Schäfer, A.I.; Richards, B.S. Renewable energy powered membrane technology: Energy consumption analysis of ultrafiltration backwash configurations. *Sep. Purif. Technol.* **2022**, *287*, doi:10.1016/j.seppur.2021.120388.
  40. Liu, Y.; Zhang, Z.; Li, W.; Liu, R.; Qiu, J.; Wang, S. Water purification performance and energy consumption of gradient nanocomposite membranes. *Compos. Part B Eng.* **2020**, *202*, 108426, doi:10.1016/j.compositesb.2020.108426.
  41. Kato, T.; Kubota, M.; Kobayashi, N.; Suzuoki, Y. Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production. *Energy* **2005**, *30*, 2580–2595, doi:10.1016/j.energy.2004.07.004.
  42. Maggio, G.; Squadrito, G.; Nicita, A. Hydrogen and medical oxygen by renewable energy based electrolysis: A green and economically viable route. *Appl. Energy* **2022**, *306*, 117993, doi:10.1016/j.apenergy.2021.117993.
  43. Gretzschel, O.; Schfer, M.; Steinmetz, H.; Pick, E.; Kanitz, K.; Krieger, S. Advanced wastewater treatment to eliminate organic micropollutants in wastewater treatment plants in combination with energy-efficient electrolysis at WWTP Mainz. *Energies* **2020**, *13*, doi:10.3390/en13143599.
  44. Simoncini, N.; Cabaret, K.; Picard, F.; Becherif, M.; Ramadan, H.; Bethoux, O. *Social aspects of H2 supply chains: Hydrogen technologies genesis and development: The case of myrte platform*; Elsevier Ltd., 2018; Vol. 2014; ISBN 9780128111970.
  45. Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΔΜΗΕ. *Δεκαετής Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2022-2031* **2021**.
  46. ΔΕΔΔΗΕ - ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΝΗΣΩΝ Πρόγραμμα Αναπτυξιο Συστηματον Μη Διασυνδεμενων Νησιων (Μδν) Περιοδοου 2021-2027. **2021**.
  47. ΔΕΔΔΗΕ - ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΝΗΣΩΝ Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεμένα Νησιά. **2021**.
  48. ΔΕΔΔΗΕ - ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΝΗΣΩΝ στα Μη Διασυνδεμένα Νησιά. *Σχέδιο Αντιμετώπισης Έκτακτων Αναγκών* **2015**.
  49. κ.Πατσάκα Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στα Μη Διασυνδεμένα Νησιά. *Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών* **2022**.
  50. Thomas, D. (Cummins-H. POWER TO HYDROGEN TO POWER SOLUTION PEM Water electrolysis. *FLEXnCONFU Webinar* **2020**.

51. Siemens Energy PEM electrolyser technology. Flexible, efficient, scalable. *New Energy Bus. Intern, Siemens Energy* **2021**.
52. Hamdan, M. Giner ELX Profile. **2018**.
53. Membrane, P.E. PEM Elyte 260. *Elogen* **2014**, 2–3.
54. OnSite, P. M400 Hydrogen Generation System. **2017**, 1–2.
55. MODEL MC250 MC500 Class 1.25 MW 2.5 MW Description Fully-automated MW-class on-site hydrogen generator utilizing a modular containerized design for ease of installation and integration Tri-mode operation (selectable): • Command mode allows operation based on customer input current command • Load following mode automatically adjusts output to match demand • Tank filling mode operates with power-conservation mode during standby Electrolyte Proton Exchange Membrane (PEM)-caustic-free. **2019**, 40–41.
56. Green Hydrogen Systems HyProvide™ A series Cracking the code to viable green hydrogen “ Green Hydrogen Systems electrolyzers and on-site production approach have enabled us to start meeting our customers’ demand for solar-produced hydrogen .”.
57. Carmo, M.; Fritz, D.L.; Mergel, J.; Stolten, D. A comprehensive review on PEM water electrolysis. *Int. J. Hydrogen Energy* **2013**, *38*, 4901–4934, doi:10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.
58. Buttler, A.; Spliethoff, H. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *82*, 2440–2454, doi:10.1016/j.rser.2017.09.003.
59. Salehmin, M.N.I.; Husaini, T.; Goh, J.; Sulong, A.B. High-pressure PEM water electrolyser: A review on challenges and mitigation strategies towards green and low-cost hydrogen production. *Energy Convers. Manag.* **2022**, *268*, 115985, doi:10.1016/j.enconman.2022.115985.
60. Ragnhild Hancke \*, Thomas Holm, Ø.U. The case for high-pressure PEM water electrolysis 2022.
61. Schmidt, O.; Gambhir, A.; Staffell, I.; Hawkes, A.; Nelson, J.; Few, S. Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *Int. J. Hydrogen Energy* **2017**, *42*, 30470–30492, doi:10.1016/j.ijhydene.2017.10.045.
62. Chatenet, M.; Pollet, B.G.; Dekel, D.R.; Dionigi, F.; Deseure, J.; Millet, P.; Braatz, R.D.; Bazant, M.Z.; Eikerling, M.; Staffell, I.; et al. Water electrolysis: from textbook knowledge to the latest scientific strategies and industrial developments. *Chem. Soc. Rev.* **2022**, *51*, 4583–4762, doi:10.1039/d0cs01079k.
63. Meiling Yue a,c,\*, Hugo Lambert a,c, Elodie Pahon b,c, Robin Roche b,c, Samir Jemei a,c, D.H. Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges 2021.
64. Rakousky, C.; Reimer, U.; Wippermann, K.; Kuhri, S.; Carmo, M.; Lueke, W.; Stolten, D. Polymer electrolyte membrane water electrolysis: Restraining degradation in the presence of fluctuating power. *J. Power Sources* **2017**, *342*, 38–47, doi:10.1016/j.jpowsour.2016.11.118.
65. Suermann, M.; Bensmann, B.; Hanke-Rauschenbach, R. Degradation of Proton Exchange Membrane (PEM) Water Electrolysis Cells: Looking Beyond the Cell Voltage Increase. *J. Electrochem. Soc.* **2019**, *166*, F645–F652, doi:10.1149/2.1451910jes.
66. Lozanovski, A.; Whitehouse, N.; Ko, N.; Whitehouse, S. Sustainability assessment of fuel cell buses in public transport. *Sustain.* **2018**, *10*, 1–15, doi:10.3390/su10051480.
67. Ammerman, H.; Ruf, Y.; Lange, S.; Fundulea, D.; Martin, A. Fuel Cell Electric Buses - Potential for Sustainable Public Transport in Europe. **2015**, 74.

68. Toyota 2022 Mirai. **2022**.
69. Roland Berger Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities. *FCH Boats* **2017**.
70. Pratt, J.W.; Klebanoff, L.E. Optimization of Zero Emission Hydrogen Fuel Cell Ferry Design , With Comparisons to the SF-BREEZE. *Sandia Natl. Lab.* **2018**, 190.
71. Energy, E. D1 . 7- Summary report on specifications for newest model deployment in PACE. *PACE* **2020**, April, 1–30.
72. Vicker, J.; Peterson, D.; Randolph, K. Cost of Electrolytic Hydrogen Production with Existing Technology. *Department Energy United States Am.* **2020**, 5.
73. Deloitte China Fueling the Future of Mobility Hydrogen and fuel cell solutions for transportation. *Financ. Advis.* **2019**, 1, Volume 1.
74. Parks, G.; Boyd, R.; Cornish, J.; Remick, R. Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs: Systems Integration. *Relat. Inf. Indep. Rev. Publ. U.S. Dep. Energy Hydrog. Fuel Cells Progr.* **2014**, Medium: ED; Size: 74 pp.
75. Griffin, M. European Hydrogen Transit Buses in Scotland. **2019**, 1–55.
76. Mylonopoulos, F.; Boulougouris, E.; Trivyza, N.L.; Priftis, A.; Cheliotis, M.; Wang, H.; Shi, G. Hydrogen vs. Batteries: Comparative Safety Assessments for a High-Speed Passenger Ferry. *Appl. Sci.* **2022**, 12, doi:10.3390/app12062919.
77. Aarskog, F.G.; Danebergs, J.; Strømgren, T.; Ulleberg, Ø. Energy and cost analysis of a hydrogen driven high speed passenger ferry. *Int. Shipbuild. Prog.* **2020**, 67, 93–119, doi:10.3233/ISP-190273.