

Προσομοίωση και
Τεχνοοικονομική Αξιολόγηση
Παραγωγής Πράσινου Υδρογόνου
για διάφορες πηγές νερού
τροφοδοσίας (tap water,
wastewater, sea water)

Τομέας: Θερμότητας

Επιβλέπων: Σωτήριος Καρέλλας, Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα 2024



Simulation and
Techno-economic Assessment of
Green Hydrogen Production for
Various Water Sources
(tap water, wastewater, sea water)

Section: Thermal Engineering

Supervisor: Sotirios Karellas, Professor NTUA

Athens 2024



Υπεύθυνη δήλωση για λογοκλοπή και για κλοπή πνευματικής ιδιοκτησίας:

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

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτή τη Διπλωματική εργασία είναι του συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών ή του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Γεώργιος Τσαρούχας

ΣΥΝΟΨΗ

Στην παρούσα διπλωματική εργασία εξετάζεται η παραγωγή υδρογόνου μέσω συστήματος ηλεκτρόλυσης το οποίο τροφοδοτείται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και συγκεκριμένα ηλιακής ενέργειας. Ειδικότερα, χρησιμοποιείται ηλεκτρολύτης μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων ισχύος 10 MW και δεδομένα για 5 έτη από υπάρχουσα φωτοβολταϊκή εγκατάσταση ισχύος 39MW στον Νομό Αρκαδίας. Εμβαθύνοντας στην ανάλυση τα προαναφερθέντα μεγέθη μεταβάλλονται και συνδυάζονται σε θεωρητικό επίπεδο με στόχο την εύρεση του βέλτιστου ενεργειακού και τεχνοοικονομικού σημείου. Επιπροσθέτως, διερευνάται η συσχέτιση της πηγής νερού τροφοδοσίας με το τελικό κόστος, προκειμένου να αναδειχθεί η βιωσιμότητα της χρήσης και μη πόσιμου νερού μέσω διαδικασιών καθαρισμού και αντίστροφης ώσμωσης. Τα μειωμένα αποθέματα γλυκού νερού μελλοντικά ίσως καταδείξουν το νερό των αποβλήτων και της θάλασσας αναγκαίο για παρεμφερείς δραστηριότητες. Όσον αφορά το τεχνοοικονομικό σκέλος, επιτακτική εμφανίζεται η ανάγκη ύπαρξης ανταγωνιστικής τιμής του πράσινου υδρογόνου έτσι ώστε να διατηρηθούν μακροπρόθεσμα βιώσιμες τέτοιου τύπου μονάδες παραγωγής. Για αυτό τον λόγο, αναλύονται σενάρια αξιοποίησης των άλλων δύο προϊόντων της συνολικής εγκατάστασης φωτοβολταϊκού και ηλεκτρολύτη, δηλαδή πώλησης του πλεονάσματος ηλεκτρικής ενέργειας και του οξυγόνου. Τα ενδεχόμενα έσοδα έχουν άμεση επίδραση στην ανταγωνιστικότητα του πράσινου υδρογόνου, του κύριου προϊόντος της εγκατάστασης.

ABSTRACT

In this thesis, the production of hydrogen through an electrolysis system powered by renewable energy sources, specifically solar energy, is investigated. Specifically, a 10 MW proton exchange membrane electrolyte and 5 years of data from an existing 39MW photovoltaic installation in Arcadia is used. Deepening the analysis, the aforementioned quantities are varied and combined on a theoretical level in order to find the optimal energetic and techno-economic point. In addition, the correlation between the source of supply water and the final cost is investigated in order to highlight the viability of using both non-potable and potable water through purification and reverse osmosis processes. Reduced freshwater supplies in the future may make waste water and sea water necessary for similar activities.

From a techno-economic point of view, there is an urgent need for a competitive price for green hydrogen in order to maintain the long-term viability of such production plants. For this reason, scenarios for the exploitation of the other two products of the overall PV and Electrolyser.

installation, i.e. the sale of surplus electricity and oxygen, are analyzed. The potential revenues have a direct impact on the competitiveness of green hydrogen, the main product of the installation.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Από τη θέση αυτή θα ήθελα να ευχαριστήσω τον καθηγητή Ε.Μ.Π κ. Καρέλλα Σωτήριο για την ευκαιρία την οποία μου προσέφερε να ασχοληθώ με την παραγωγή υδρογόνου και την αξιοποίηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας . Η συγκεκριμένη εμπειρία συνέβαλε στην περαιτέρω κατανόηση του τομέα των ΑΠΕ και των προοπτικών της φιλικής προς το περιβάλλον παραγωγής υδρογόνου. Επιπλέον θα ήθελα να ευχαριστήσω τον διδακτορικό ερευνητή Σκορδούλια Νικόλαο για την καταλυτική και απρόσκοπτη συμβολή του καθ' όλη τη διάρκεια της εκπόνησης της εργασίας. Σε οποιοδήποτε ζήτημα προέκυψε οι συμβουλές του οδήγησαν στην επίλυση του. Από τη διαδικασία αυτή το γνωσιακό μου υπόβαθρο εξελίχθηκε και θεωρώ πως ήταν η πιο επιδραστική προετοιμασία για την μετέπειτα επαγγελματική μου πορεία.

Κλείνοντας, επιθυμώ να ευχαριστήσω τη μητέρα μου, τον πατέρα μου και την αδελφή μου και το φιλικό μου περιβάλλον για την πνευματική και ψυχολογική στήριξη που χρειάστηκε να μου παράσχουν καθ' όλη τη διάρκεια της φοίτησης και της εκπόνησης της διπλωματικής εργασίας. Η συνεισφορά τους ήταν πολύ ουσιαστική για την ολοκλήρωση της φοίτησης μου. Επομένως, αφιερώνω το παρόν σύγγραμμα στην οικογένεια μου.

Περιεχόμενα

1.	Εισαγωγή	10
1.1	Πολιτική της ΕΕ προς απανθρακοποίηση - Ανάγκη Αποθήκευσης Ενέργειας	10
1.1.1	REPowerEU και ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας	12
1.2	Ο ρόλος του υδρογόνου στο μελλοντικό ενεργειακό σύστημα	14
1.2.1	Το υδρογόνο ως καύσιμο χαμηλών ρύπων.....	15
1.2.2	Το υδρογόνο ως energy carrier- EU Hydrogen Strategy	16
1.3	Στατιστικά Υδρογόνου (Εγκατεστημένη Ισχύς Ηλεκτρόλυσης- Παραγωγή H₂ - Τελικές χρήσεις)	17
2.	Θεωρητικό Υπόβαθρο.....	22
2.1	Υδρογόνο ως καύσιμο	22
2.1.1	Τεχνολογία κυψελών υδρογόνου (fuel cell technology)	22
2.1.2	Ιδιότητες Υδρογόνου	23
2.1.3	Τεχνοοικονομικοί παράγοντες & Ζητήματα ασφαλείας	24
2.2	Τρόποι παραγωγής υδρογόνου με έμφαση στην ηλεκτρόλυση νερού.....	26
2.2.1	Αλκαλική Ηλεκτρόλυση.....	26
2.2.2	Μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων (PEM).....	28
2.2.3	Ηλεκτρόλυση Στερεού Οξειδίου (Solid Oxide Electrolysis).....	29
2.2.4	Φωτολυτική ηλεκτρόλυση	31
2.3	Βιβλιογραφική ανασκόπηση αναφορικά με απαιτήσεις της ηλεκτρόλυσης για νερό (tapwater, wastewater, seawater- desalination)	32
2.3.1	Νερό δικτύου ύδρευσης (tap water)	32
2.3.2	Νερό αποβλήτων-λύματα (wastewater).....	36
2.3.3	Θαλασσινό Νερό - Αφαλάτωση (Sea Water- Desalination).....	41
3.	Μεθοδολογία	49
3.1	Οριακές Συνθήκες Μελέτης-Περιγραφή εγκατάστασης	49
3.1.1	Τεχνικά χαρακτηριστικά εγκατάστασης φωτοβολταϊκών και ηλεκτρολύτη 49	
3.1.2	Τύποι νερού τροφοδοσίας.....	50
3.2	Καθορισμός Σεναρίων Μελέτης.....	50
3.2.1	Εγκατάσταση PV 39MW και PEM 10MW (Βασικό Σενάριο)	50
3.2.2	Διακύμανση ισχύος PV από 2-50MW για PEM 10MW (Σενάριο 1).....	52

3.2.3	Διακύμανση ισχύος PV από 2-50MW για PEM 10-50MW (Σενάριο 2)	55
3.3	Δείκτες Απόδοσης (Key Performance Indicators).....	55
4.	Αποτελέσματα Ανάλυσης.....	57
4.1	Ενεργειακή Ανάλυση.....	57
4.1.1	Εγκατάσταση PV 39MW και PEM 10MW	57
4.1.2	Διακύμανση ισχύος PV από 2-50MW για PEM 10MW.....	59
4.1.3	Διακύμανση ισχύος PV από 2-50 MW& PEM από 10-50MW	64
4.2	Τεχνοοικονομική Ανάλυση	70
4.2.1	Ανάλυση βασικού σεναρίου & παραμετρική ανάλυση με διακύμανση ισχύος φωτοβολταϊκού	70
4.2.2	Παραμετρική ανάλυση με διακύμανση ισχύος φωτοβολταϊκού.....	73
4.2.3	Επίδραση πώλησης επιπλέον ενέργειας σε ώρες αιχμής και πώληση οξυγόνου.....	82
5.	Συμπεράσματα.....	84
6.	Βιβλιογραφία.....	86

1. Εισαγωγή

Η παρούσα διπλωματική εργασία συμπεριλαμβάνεται στην ευρύτερη κατηγορία της παραγωγής ανανεώσιμων καυσίμων και εν γένει παραγωγής και αξιοποίησης καθαρής ενέργειας. Αναλύεται και παρουσιάζεται η αξιοποίηση εναλλακτικών πηγών νερού προς την παραγωγή υδρογόνου σε συνεργασία με μονάδες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ).

Παράλληλα αναπτύσσονται οι διάφορες μέθοδοι ηλεκτρόλυσης, καθώς και οι διαδικασίες προεργασίας που απαιτούνται αναλόγως των ιδιοτήτων της εκάστοτε πηγής νερού τροφοδοσίας- στα πλαίσια της βέλτιστης αποδοτικότητας του συστήματος. Θεωρώντας επιτακτική την ανάγκη αύξησης της προσφοράς υδρογόνου, μέσω της ένταξης του θαλασσινού, του απορριπτόμενου νερού και του νερού του δικτύου ύδρευσης στο μείγμα τροφοδοσίας στόχος είναι η μείωση του κόστους της- ομολογουμένως- ακριβής διαδικασίας της ηλεκτρόλυσης. Η εξάπλωση τέτοιων εγκαταστάσεων, με αφετηρία την ΕΕ θα καταστήσει ευέλικτη την αγορά και βέλτιστη την αποτελεσματικότητα των συνδεδεμένων με αυτές ΑΠΕ.

Ως έναυσμα για την περαιτέρω ανάγκη μελέτης των παραπάνω, έχουν σταθεί οι πρωτοβουλίες των θεσμών της Ευρωπαϊκής Ένωσης για επιτάχυνση των αλλαγών στο ενεργειακό μείγμα της Ευρώπης και μείωση του συνολικού αποτυπώματος άνθρακα, οι οποίες θα αναλυθούν εκτενέστερα στις ενότητες που ακολουθούν. Οι στόχοι των πρωτοβουλιών αυτών αναθεωρούνται ανά τακτά χρονικά διαστήματα και δεν είναι απίθανο να υπάρξει κάποια μεταβολή και νωρίτερα από το 2030.

1.1 Πολιτική της ΕΕ προς απανθρακοποίηση - Ανάγκη Αποθήκευσης Ενέργειας

Στο πλαίσιο της γενικότερης μείωσης εκπομπών CO₂ έως την επίτευξη του ουδέτερου ισοζυγίου άνθρακα με ορίζοντα το 2050, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή (EC-European Commission¹) στις 11 Δεκεμβρίου του 2019 εμφάνισε μια νέα συνολική και οικονομικά βιώσιμη στρατηγική μετάβασης για την ευρωπαϊκή οικονομία [1] (Undertaking, 2022). Η πρόταση αυτή γνωστή ως Green Deal (Deal, χ.χ.) αφού κατατέθηκε στις 4 Μαρτίου του 2020 από την EC, αποτύπωσε τον στόχο για την ενεργειακά ουδέτερη ΕΕ. Ακολούθησε τον Σεπτέμβριο του 2020, η συμπερίληψη του 2030 Climate Target Plan, ενός σχεδίου αναθεώρησης του ποσοστού της μείωσης των εκπομπών άνθρακα το 2030 σε σύγκριση με το 1990, από 40% σε 55%.

Το Green Deal αποτελεί τον πρώτο Ευρωπαϊκό Νόμο για το Κλίμα και αφού έλαβε έγκριση από το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο, έγινε αποδεκτό σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης τον Ιούνιο του 2021. Ως απώτερος στόχος της στρατηγικής αυτής, ορίζεται η δραστική μείωση όλων των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου- αρχικά στα ποσοστά που ορίζει το 2030 Climate Target Plan και το 2050 ο μηδενισμός των εκπομπών (net emissions). Βεβαία επιβάλλεται να σημειωθεί πως οι προαναφερθείσες ενέργειες προκύπτουν ως επακόλουθο των πιο ρηζικέλευθων θέσεων της Διακυβερνητικής Επιτροπής για την Κλιματική Αλλαγή (IPCC)² για μέγιστο όριο αύξησης θερμοκρασίας 1,5°C στα τέλη του 21ου αιώνα και μηδενικές καθαρές εκπομπές σε παγκόσμιο επίπεδο το 2050.

Όσον αφορά τους στόχους που αναφέρθηκαν στην προηγούμενη παράγραφο αποφασίστηκε να εφαρμοστεί πανευρωπαϊκά το ακόλουθο πακέτο 13 προτάσεων γνωστό ως Fit for '55 Package [2] (Schlackeetal., 2022), εκ των οποίων μερικές είναι οι εξής:

1. Αναπροσαρμογή ορίων εκπομπών CO₂ για καινούργια αυτοκίνητα.
2. Ανανέωση του ήδη υπάρχοντος Ευρωπαϊκού Συστήματος Εμπορίας Ρύπων/ Emission Trading System³ (EU-ETS) δημιουργώντας το ETS-2, με παρεμβάσεις στη θέρμανση των κτιρίων, τις οδικές μεταφορές και την μικρή βιομηχανία (δεν συμπεριλαμβάνεται στο υπάρχον ETS).
3. Θέσπιση του Carbon Border Adjustment Mechanism, όπου θα επιβαρύνει τα εισαγόμενα προϊόντα με τέλος ανάλογο των ρύπων που παρήχθησαν για την παραγωγή τους.
4. Αύξηση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, βελτίωση αποδοτικότητας στον κλάδο της παραγωγής ενέργειας και επίτευξη στόχων κρατών-μελών εκτός εκείνων του EU-ETS ή ETS-2.
5. Έμφαση στην ανάπτυξη εναλλακτικών καυσίμων και την εξάπλωση τους σε ναυτιλία και αεροπορία.

¹ Ευρωπαϊκή Επιτροπή, θεσμός της ΕΕ αναφέρεται ως Κομισιόν ή EC

² Η IPCC είναι επιστημονική διακυβερνητική επιτροπή υπό την αιγίδα του Οργανισμού Ηνωμένων Εθνών. Ιδρύθηκε το 1988 από τον Παγκόσμιο Μετεωρολογικό Οργανισμό και το Πρόγραμμα Περιβάλλοντος των Ηνωμένων Εθνών

³ Σύστημα Εμπορίας Εκπομπών της ΕΕ που ξεκίνησε το 2005 και αποσκοπεί στη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου από τις χώρες της ΕΕ

Το πακέτο Fit for '55 Package πλαισιώνεται με τη ρύθμιση της νεοεισαχθείσας αγοράς υδρογόνου με κανονισμούς και κατευθυντήριες οδηγίες, σε αντιστοιχία με εκείνες του ηλεκτρισμού και των καυσίμων, για να προληφθούν στρεβλώσεις που είναι πάντοτε πιθανές σε αναδυόμενες αγορές [3] (Clean Hydrogen Joint Undertaking, 2022, p. 18) .

1.1.1 REPowerEU και ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας

Τον Φεβρουάριο του 2022, η ΕΕ εκπόνησε το σχέδιο REPowerEU ως απάντηση στην εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία. Το γεγονός αυτό - αν και δυσμενές όσον αφορά την οικονομία, την ακρίβεια και την διεθνή σταθερότητα- έδρασε ως ένας απροσδόκητος επιταχυντής των εξελίξεων στα θέματα πράσινης μετάβασης. Το REPowerEU ξεκινώντας από το Μάιο του 2022 και θέτοντας ως κυρίαρχο στόχο την συντομότερη απεξάρτηση του ευρωπαϊκού ενεργειακού μίγματος από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα, πέτυχε μείωση της ζήτησης ηλεκτρικού ρεύματος, αναπλήρωση του 80% του ρωσικού αερίου και όρισε ως στόχο την κατά 40% παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από ΑΠΕ. Εκτός αυτών, υπογράφηκαν συμφωνίες για υδροποιημένο αέριο (LNG⁴) και θεσπίστηκαν κανόνες ελάχιστης πλήρωσης 90% των δεξαμενών αερίου νωρίτερα της 1^{ης} Νοεμβρίου κάθε έτους. Αξίζει να διευκρινιστεί πως το σχέδιο αυτό εφαρμόζεται παράλληλα με το Green Deal και δεν το αντικαθιστά.

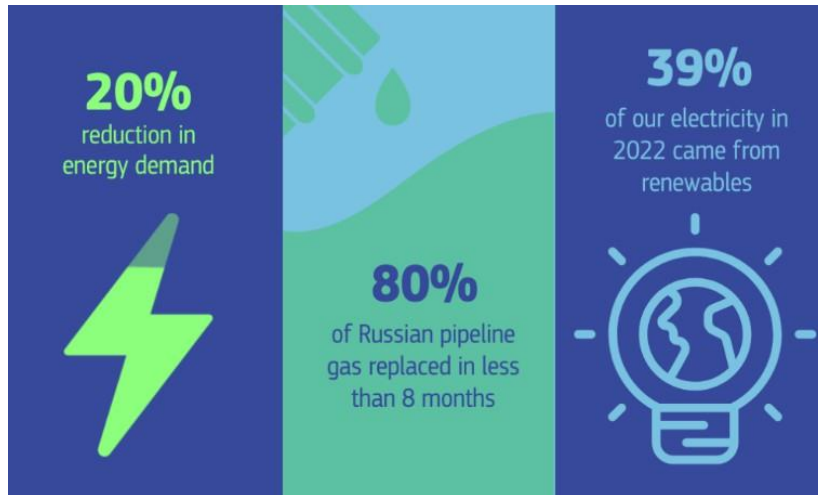
Διμερείς συμφωνίες

Επιπλέον, το σχέδιο REPowerEU εξασφάλισε μέσω διμερών συμφωνιών με τρίτες χώρες όπως η Αίγυπτος, η Ναμίμπια και το Καζακστάν την προμήθεια και ανανεώσιμου υδρογόνου, εκτός των συμβατικών καυσίμων (natural gas/ LNG), ως μέρος του πλάνου που εξαλείφει την - μέχρι πρόσφατα ισχύουσα- ενεργειακή μονομέρεια της Ευρώπης, εισάγοντας χώρες-προμηθευτές από Αφρική και Ασία. [4] (Kneebone, 2022). Για το πράσινο υδρογόνο (παραγόμενο εντός ή εκτός ΕΕ) έγινε γνωστό πως αναμένεται να αξιοποιηθούν και να μορφοποιηθούν κατάλληλα και μαζικά οι εγκαταστάσεις που προορίζονταν για την αποθήκευση φυσικού αερίου μέχρι πρότινος, καθώς είναι συμβατές κατά την Κομισιόν.

Μέθοδοι αποθήκευσης

Οι επερχόμενες μεταβολές στον ενεργειακό χάρτη της Ευρώπης με την διείσδυση αιολικής και ηλιακής ενέργειας, δηλαδή της Variable Renewable Energy⁵ (VRE), εγείραν ερωτήματα για την ικανότητα του συστήματος στην αποθήκευσή της. Ακόμα και πριν το σχέδιο REPowerEU, υπήρχαν προβληματισμοί καθώς μελέτες για τα έργα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας προέβαλαν μεγάλες ενεργειακές διακυμάνσεις όσον αφορά τις απαιτήσεις των συστημάτων. Οι διακυμάνσεις αυτές προκαλούνται από την πρόελευση

⁴Liquified Natural Gas: Επεξεργασμένο φυσικό αέριο που μεταφέρεται σε υγρή μορφή



Εικόνα 1: Επιτεύγματα σχεδίου REPowerEU (European Commission)

της ενέργειας στο σύστημα, δηλαδή για παράδειγμα η αύξηση της ενέργειας από φωτοβολταϊκά απαιτεί μεγαλύτερη χωρητικότητα των έργων αποθήκευσης ενέργειας, ενώ της αιολικής στο σύστημα μετάδοσης (περισσότερες απώλειες στη μεταφορά).

Το μόνο ασφαλές συμπέρασμα που διεξήχθη είναι πως καμία μέθοδος αποθήκευσης δεν είναι πάντα αποτελεσματικότερη από τις άλλες και συνεπώς, έχει καταστεί δεδομένο πως ένα ESS⁶ (Energy Storage System) πρέπει να σχεδιάζεται με γνώμονα την ευελιξία και τον συνδυασμό μεθόδων αποθήκευσης όπως CAES⁷, Pumped-Hydro Plants⁸, Υδρογόνο και μπαταρίες [5] (Cebulla et al., 2018) .

⁵VariableRenewableEnergysources: Πηγές παραγωγής ενέργειας που συγκαταλέγουν στο φάσμα αξιοποίησής τους τον άνεμο, τον ήλιο, τους ωκεανούς, κάποια υδροηλεκτρικά έργα (dammed hydroelectricity), γεωθερμία. Χαρακτηρίζονται από κυμαινόμενη συμπεριφορά, εξαρτώμενη από καιρικές συνθήκες φορτίο/ζήτηση

⁶ Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας που «φορτίζεται» αποθηκεύοντας την περίσσια ενέργεια σε περιόδους χαμηλής ζήτησης και συνδράμει το δίκτυο με την ενέργεια αυτή σε περιόδους υψηλής ζήτησης.

⁷Compressed-air energy storage: Αποθήκευση ενέργειας μέσω συμπίεσης αέρα και χρήση της όταν υπάρχει αυξημένη ζήτηση

⁸ Διάταξη με δεξαμενές νερού σε διαφορετικά ύψη όπου η επιπλέον ενέργεια χρησιμοποιείται για ανύψωση του νερού και λαμβάνεται ξανά στο δίκτυο μέσω πτώσης του νερού σε υδροστρόβιλο.

Εν γένει η επέκταση του δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας θεωρείται πολύ οικονομικότερη μέθοδος από την αύξηση χωρητικότητας προκειμένου να περιοριστούν οι απαιτήσεις του εκάστοτε ESS. Παρόλαυτα λόγω πιθανής ιδιαίτερης τοπολογίας και συχνών καθυστερήσεων που παρατηρούνται, σε πολλές περιπτώσεις τελικά υπερβαίνει κατά πολύ το προϋπολογισθέν κόστος. Τέτοιοι κίνδυνοι περιορίζονται όταν δεν αναφερόμαστε σε ανασχεδιασμό, αλλά απλώς σε βελτιστοποίηση του υπάρχοντος δικτύου (grid optimization). Κατά την μοντελοποίηση του ηλεκτρικού δικτύου, η οποία είναι απαραίτητη για την εξαρχής αποφυγή εμποδίων και συμφόρησης (bottlenecks), πρέπει να υπολογίζονται τα υπέρ και τα κατά των μεθόδων επέκτασης χωρητικότητας αποθήκευσης (storage capacity) και δικτύου μεταφοράς (transmission expansion).

Ωστόσο ο ρυθμός επέκτασης των ΑΠΕ αναδεικνύει την άμεση ανάγκη εισαγωγής ESS μεγαλύτερης χωρητικότητας πέραν την βελτιστοποίησης του δικτύου. Συγκεκριμένα, εάν η συνεισφορά των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα κινείται κάτω του 50%- της συνολικής παραγόμενης ισχύος- τότε το ποσοστό της ισχύος που απαιτούν τα ESS είναι χαμηλό περί το 0,03-0,04%. Στην περίπτωση υπέρβασης του νοητού ορίου του 50%, το ποσοστό αυξάνεται ραγδαία έως και άνω του 1% για συνεισφορά 80% επί του συνόλου [6] (Zsiborács et al., 2019). Ανάλογη διαχείριση χρειάζεται στα συστήματα για σενάρια ελάχιστης παραγωγής ενέργειας λόγω καιρικών φαινομένων στα δίκτυα που κυριαρχούν τα φωτοβολταϊκά και τα αιολικά πάρκα (PV dominated - αυξημένες απαιτήσεις χωρητικότητας, Wind dominated - αυξημένες απαιτήσεις από το δίκτυο μεταφοράς), όπως ολόκληρες εβδομάδες ανέμων χαμηλής έντασης. Στην πορεία προς την ουδετεροποίηση του αποτυπώματος άνθρακα, οι επενδύσεις στον κλάδο αποθήκευσης ενέργειας καθίστανται πλέον επιβλητική ανάγκη.

1.2 Ο ρόλος του υδρογόνου στο μελλοντικό ενεργειακό σύστημα

Η επιτυχία των σχεδίων και των στόχων της ΕΕ- που αναλύθηκαν παραπάνω- είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με την ταχύτητα αντιμετώπισης-επίλυσης προκλήσεων που νομοτελειακά προκύπτουν σε μεταβάσεις τέτοιας κλίμακας. Η καθιέρωση των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας και η εγκατάσταση έξυπνων δικτύων (smart grid) θεωρούνται αναγκαίες αλλά όχι και ικανές συνθήκες για να υποστηρίξουν όλο το φορτίο της επίτευξης των στόχων απανθρακοποίησης. Το υδρογόνο φέρεται να είναι το συστατικό που θα συμπληρώσει την προσπάθεια αυτή, καθώς ταυτόχρονα θα είναι αναγκαίο ως καύσιμο χαμηλού αποτυπώματος άνθρακα (low carbon fuel), ως φορέας ενέργειας (energy carrier), ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας αλλά και ως πρώτη ύλη για βιομηχανικές διαδικασίες (πχ διυλιστήρια). Ιδιαίτερη θέση αναμένεται να έχει το υδρογόνο (low carbon) σε κλάδους της οικονομίας που θεωρούνται πιο δύσκολο να εξηλεκτριστούν.

1.2.1 Το υδρογόνο ως καύσιμο χαμηλών ρύπων

Παρόλο που η προέλευση του υδρογόνου, δηλαδή το “χρώμα⁹” του, αποτελεί το κύριο ζητούμενο όσον αφορά την συμβολή του υδρογόνου στο ενεργειακό παζλ, η ανάπτυξη τεχνολογίας για την καθημερινή χρήση του είναι κομβικής σημασίας. Στον τομέα των μεταφορών, η εξέλιξη κινητήρων υδρογόνου έχει ήδη ξεκινήσει από το 2014 με λανσάρισμα μοντέλων από μεγάλες εταιρείες όπως η Toyota (Mirai, 2014), η Mercedes-Benz (GLC F-CELL, 2018), η Honda (Clarity Fuel Cell, 2016) και η Hyundai (Nexo, 2018). Η ήδη υπάρχουσα τεχνογνωσία και εμπειρία συνιστά πλεονέκτημα για στην προσπάθεια απόκτησης μεγαλύτερου μεριδίου αγοράς στην αυτοκίνηση.

Η υδρογονοκίνηση κυρίως στηρίζεται στην τεχνολογία των κυψελών καυσίμου (fuel cells), ενώ υπάρχει και η μέθοδος χρήσης υδρογόνου σε μηχανές εσωτερικής καύσης (combustion engines). Οι κυψέλες καυσίμου θεωρούνται συγκριτικά αποδοτικότερο και καθαρότερο μέσο παραγωγής ενέργειας λόγω της ηλεκτροχημικής αντίδρασης που παράγει μόνο νερό και θερμότητα. Στην άλλη περίπτωση, ουσιαστικά εκμεταλλευόμαστε μία παραλλαγή των παραδοσιακών κινητήρων εσωτερικής καύσης (με σπινθήρα ή αυτανάφλεξη) με προσθήκη υδρογόνου στο μείγμα και αύξησης της συμπίεσης του κινητήρα για εξισορρόπηση των απωλειών στην απόδοση, που προκαλείται από την προσθήκη του υδρογόνου. Η μέθοδος αυτή δεν προσφέρει προφανώς μηδενικές εκπομπές GHG¹⁰, αλλά παρατηρείται ελάττωση 30-60% αναλόγως του φορτίου (μικρό φορτίο – μεγάλο φορτίο) για CO, CO₂, NO_x [7] (Cernat et al., 2020). Εκτενέστερη ανάλυση θα πραγματοποιηθεί στην ενότητα 2.1.

Ενδιαφέρον παρουσιάζουν και τα Μέσα Μαζικής Μεταφοράς, ειδικά στα αστικά κέντρα που μαστίζονται από ρύπανση και διέπονται από πολύ αυστηρότερους κανονισμούς όσο αφορά τις εκπομπές των οχημάτων. Λαμβάνοντας πάντα υπόψιν ότι η παραγωγή πράσινου υδρογόνου από φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα δεν θα επιβαρύνεται- σε σχέση με το γκρι υδρογόνο- από τις οικονομικές επιβαρύνσεις λόγω άνθρακα¹¹, τα επόμενα έτη αναμένουμε σταδιακή εισαγωγή τέτοιου τύπου οχημάτων στα ΜΜΜ με πιθανή ταυτόχρονη χρήση πράσινου υδρογόνου. Προς το παρόν το γκρι υδρογόνο είναι 1,5-2 φορές φθηνότερο (2-3€ αντί για 4,5-7€ ανά κιλό) και το πετρέλαιο ντίζελ που κυριαρχεί σε αυτά τα οχήματα έχει μέση τιμή λίτρου περίπου 1,65€ στην Ευρώπη και 1,25€ σε παγκόσμια κλίμακα, γεγονός που καθιστά εφικτή την ανταγωνιστικότητα του πράσινου υδρογόνου σε ορίζοντα δεκαετίας[8] (Pyza et al., 2022). Παράγοντες που θα συντελέσουν σε αυτό θα είναι:

⁹Κατηγορία ανάλογα την προέλευση παραγωγής: Γκρι: ηλεκτρόλυση από φυσικό αέριο, Καφέ: ηλεκτρόλυση από άνθρακα, Μπλε: ηλεκτρόλυση από ορυκτά καύσιμα σε συνεργασία με CCUS(Carbon Capture, Utilisation and Storage), Πράσινο: ηλεκτρόλυση από ΑΠΕ

¹⁰Greenhouse Gases: Αέρια του θερμοκηπίου, αναφερόμαστε συνήθως σε CO, CO₂, NO_x

¹¹ Τιμές Ρύπων Άνθρακα στα πλαίσια του ETS

α) η επίτευξη οικονομικών κλίμακας όσον αφορά το υδρογόνο και τις ΑΠΕ, λόγω της δρομολογημένης ανάπτυξης των κλάδων. Η ζήτηση υδρογόνου εκτιμάται να αυξηθεί 10 φορές έως το 2050.

β) η αυστηροποίηση των κανονισμών εκπομπών ρύπων στα αστικά κέντρα από την ΕΕ και τον ΟΟΣΑ, που θα επιβαρύνουν τα οχήματα με κινητήρες diesel.

Επιπροσθέτως, ο σύντομος ανεφοδιασμός, 15 λεπτά για μεγάλα οχήματα (φορτηγά, λεωφορεία) και 5 λεπτά για ΙΧ, και η αυτονομία εύρους 450-650 χιλιομέτρων αντίστοιχα, είναι κρίσιμοι παράγοντες για την απορρόφησή τους από την αγορά, καθώς υπερτερούν ακόμα των ήδη σχετικά εισηγμένων και αναδυόμενων ηλεκτρικών.

1.2.2 Το υδρογόνο ως energy carrier- EU Hydrogen Strategy για το Υδρογόνο (EU Hydrogen Strategy)

Το 2020 η ΕΕ κατήρτισε την Ευρωπαϊκή Στρατηγική, την οποία χώρισε σε 3 φάσεις μέχρι το 2050. Σε αυτήν οι χρήσεις του υδρογόνου είναι κυρίως έμμεσες και όχι άμεσες, δηλαδή έχουν σκοπό να συσσωρεύσουν και να διακινήσουν την υπερβάλλουσα - της ζήτησης- ενέργεια. Κοντολογίς, ο ρόλος του υδρογόνου θα είναι πιο πολύ εκείνος του φορέα ενέργειας (energy carrier) παρά ως καύσιμο. Συνολικά προτείνονται και αναλύονται 38 μεταρρυθμίσεις ερευνητικού, νομικού, χρηματοοικονομικού και αναπτυξιακού χαρακτήρα προς την ομαλότερη ενσωμάτωση του υδρογόνου στον ενεργειακό κλάδο.

Κατά την πρώτη φάση (2020-2024) η προτεραιότητα θα δοθεί στην θέσπιση κανονισμών της αγοράς υδρογόνου και την εγκατάσταση ηλεκτρολυτών με στόχο την παραγωγή 1 μεγατόνου πράσινου υδρογόνου. Επίσης, στα έτη της πρώτης φάσης, στόχος ήταν ο σχεδιασμός των υποδομών μεταφοράς του υδρογόνου, η έμφαση στην αύξηση παραγωγής ηλεκτρολυτών και η οικοδόμηση έργων δέσμευσης άνθρακα. Οι υπάρχουσες υποδομές για το φυσικό αέριο παρουσιάζουν ενδιαφέρον καθώς μπορούν να διακινούν ήδη φυσικό αέριο εμπλουτισμένο με H₂.

Στη φάση της “επιτάχυνσης” όπως θεωρείται η δεύτερη φάση (2025-2030), οι στόχοι αναβαθμίζονται και πληθαίνουν. Εκτός των φιλοδοξιών για ραγδαία μεγέθυνση της παραγωγής έως και 10 μεγατόνους ως το 2030, προκλήσεις αποτελούν:

α) η συμμετοχή του υδρογόνου στις βιομηχανίες χάλυβα και τις μεταφορές (σιδηροδρομικές, εμπορικές, θαλάσσιες)

β) η δημιουργία Κοιλάδων Υδρογόνου¹²

γ) η ολοκλήρωση της αγοράς υδρογόνου και η τόνωση της ανταγωνιστικότητάς του
Σημαντική αναφορά γίνεται και στην επέκταση έργων δέσμευσης άνθρακα, τα οποία ενισχύουν την παραγωγή υδρογόνου μέσω της διαδικασίας αναμόρφωσης φυσικού αερίου¹³. Όπως γίνεται αντιληπτό οι εφαρμογές χρήσης του θα πολλαπλασιαστούν έως ότου διεισδύσει ακόμα και στους επονομαζόμενους *hard to decarbonize sectors*¹⁴, κυρίαρχο ζητούμενο της τρίτης φάσης που αφορά την περίοδο 2031-2050 [9] (Undertaking, 2022, p. 21).

1.3 Στατιστικά Υδρογόνου (Εγκατεστημένη Ισχύς Ηλεκτρόλυσης- Παραγωγή H₂ - Τελικές χρήσεις)

Η τρέχουσα κατάσταση όσον αφορά το υδρογόνο θα μπορούσε να χαρακτηριστεί πρώιμη καθώς διανύουμε τα πρώτα έτη της οργανωμένης επέκτασης του κλάδου διεθνώς. Ωστόσο ήδη διακρίνεται θετική προοπτική σε σύγκριση με τα προηγούμενα έτη.

Κομβικής συμβολής στην άμεση ένταξη του καθαρού υδρογόνου στην ευρωπαϊκή οικονομία είναι ο ρυθμός δημιουργίας νέων εγκαταστάσεων ηλεκτρολυτών. Ήδη το 2023 οι εγκατεστημένοι πλήρως λειτουργικοί ηλεκτρολύτες έφτασαν σε ισχύ τα 3,9GW με συνολική αύξηση 18% σε σχέση με το προηγούμενο έτος, με κυρίαρχες μεθόδους ηλεκτρόλυσης την PEM (Proton Exchange Membrane) με 41% και την αλκαλικής με 58%. Η συνολική εκτίμηση¹⁵ για το έτος 2030 αναφέρει εγκατεστημένη ισχύ ηλεκτρολυτών 27,8GW η οποία μάλιστα θα απαρτίζεται από 60% PEM και 32%

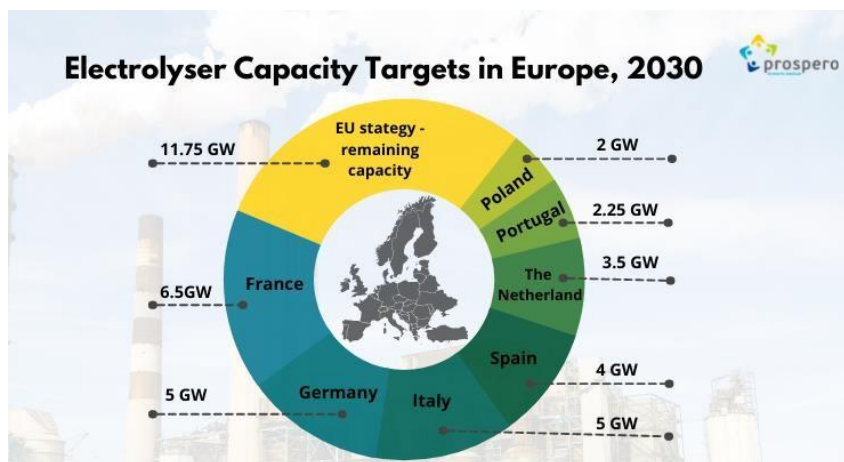
¹² Γεωγραφική περιοχή στην οποία λειτουργούν πολλές εφαρμογές υδρογόνου και συνδυαζόμενες δημιουργούν ένα οικοσύστημα υδρογόνου, που περιλαμβάνει παραγωγή, διακίνηση, αποθήκευση και χρήση.

¹³ Διαδικασία αντίδρασης φυσικού αερίου με ατμό (H₂O) σε υψηλή θερμοκρασία προς παραγωγή υδρογόνου και διοξειδίου του άνθρακα, κοινή μέθοδος παραγωγής υδρογόνου.

¹⁴ Τομείς όπως η παραγωγή τσιμέντου, χάλυβα, πετροχημικών που χρειάζονται υψηλές θερμοκρασίες, έχουν μικρά περιθώρια κέρδους κι άλλους τεχνικοοικονομικούς παράγοντες που αποτρέπουν την απανθρακοποίηση. Παράγουν το 30% των εκπομπών ρύπων παγκοσμίως.

¹⁵ Αναφέρονται τα ήδη λειτουργικά, τα υπό κατασκευή, τα υπό μελέτη και τα ανακοινωμένα έργα

AEL (alkaline), ενώ θα έχουν διεισδύσει κατά προσέγγιση στο 10% οι μέθοδοι SOEC¹⁶ και AEM¹⁷.



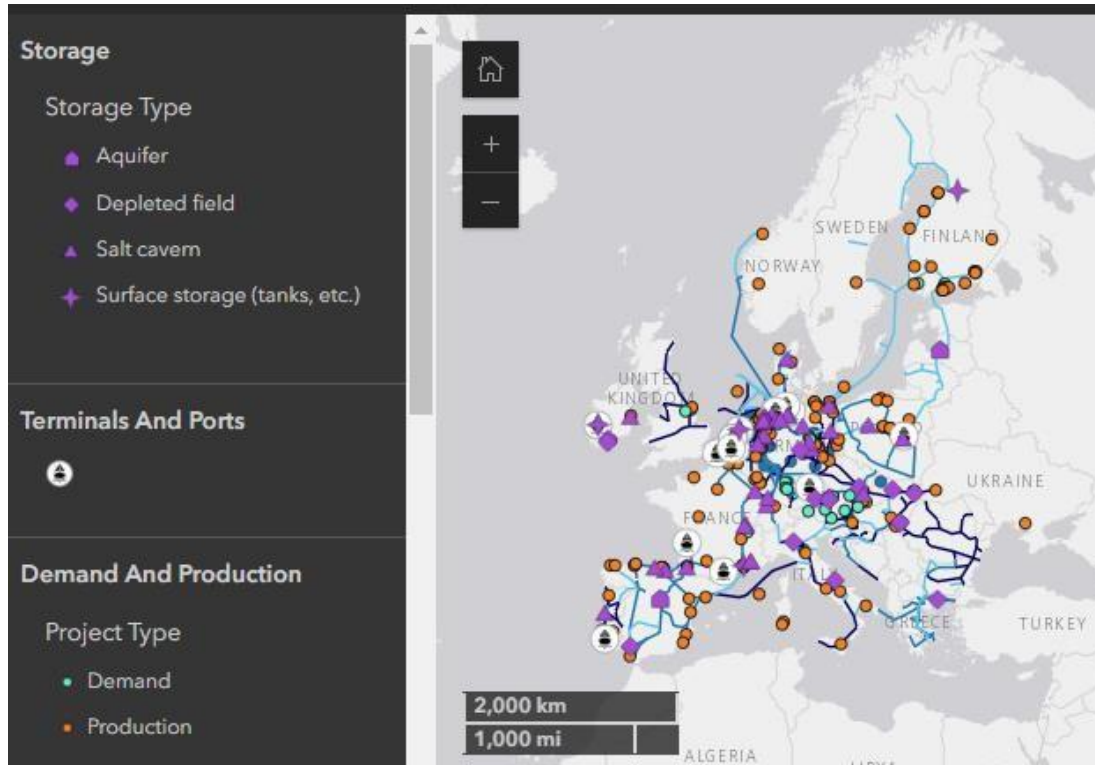
Εικόνα 2: Στόχος ηλεκτρολυτών ανά κράτος για το 2030

Η ετήσια ζήτηση του 2022 σε ευρωπαϊκό επίπεδο ανήλθε στους 8,2 μεγατόνους υδρογόνου αποκλίνοντας κατά έναν μεγατόνο από την πρόβλεψη που έγινε το 2020, κυρίως ως απόρροια του πολέμου στην Ουκρανία. Κύριες βιομηχανίες-καταναλωτές είναι εκείνες που αφορούν τη διύλιση πετρελαιοειδών (4,7 μεγατόνους/ 57%), την παραγωγή αμμωνίας (2 μεγατόνους/ 24%) και την χαλυβουργία [10] (Genovese et al., 2023). Οι κύριοι βιομηχανικοί καταναλωτές ανακοίνωσαν πως από το 2030 θα χρειάζονται κατά προσέγγιση 7,1 μεγατόνους πράσινου υδρογόνου τον χρόνο, για να εκπληρωθούν πάνω από 250 πρότζεκτ που έχουν σχεδιάσει, με την παραγωγή αμμωνίας και χάλυβα να έχει τη μερίδα του λέοντος[11] (Shahabuddin et al., 2023). Η προέλευση του πράσινου υδρογόνου υπολογίζεται πως θα συντίθεται από ηλεκτρόλυση κατά 84% και από αναμόρφωση φυσικού αερίου με δέσμευση άνθρακα κατά 16%. Τα κράτη-μέλη που πρωτοστατούν είναι κατά σειρά η Γερμανία, η Ολλανδία, η Πολωνία και η Ισπανία, καταναλώνοντας παραπάνω από υδρογόνο από όλα τα

¹⁶Solid Oxide Electrolysis Cell: τεχνολογία που λειτουργεί σε υψηλές θερμοκρασίες (συνήθως πάνω από 500°C) και χρησιμοποιεί στερεά ηλεκτρολυτικά υλικά, όπως κεραμικά οξειδία, για τη μεταφορά ιοντικού ρεύματος.

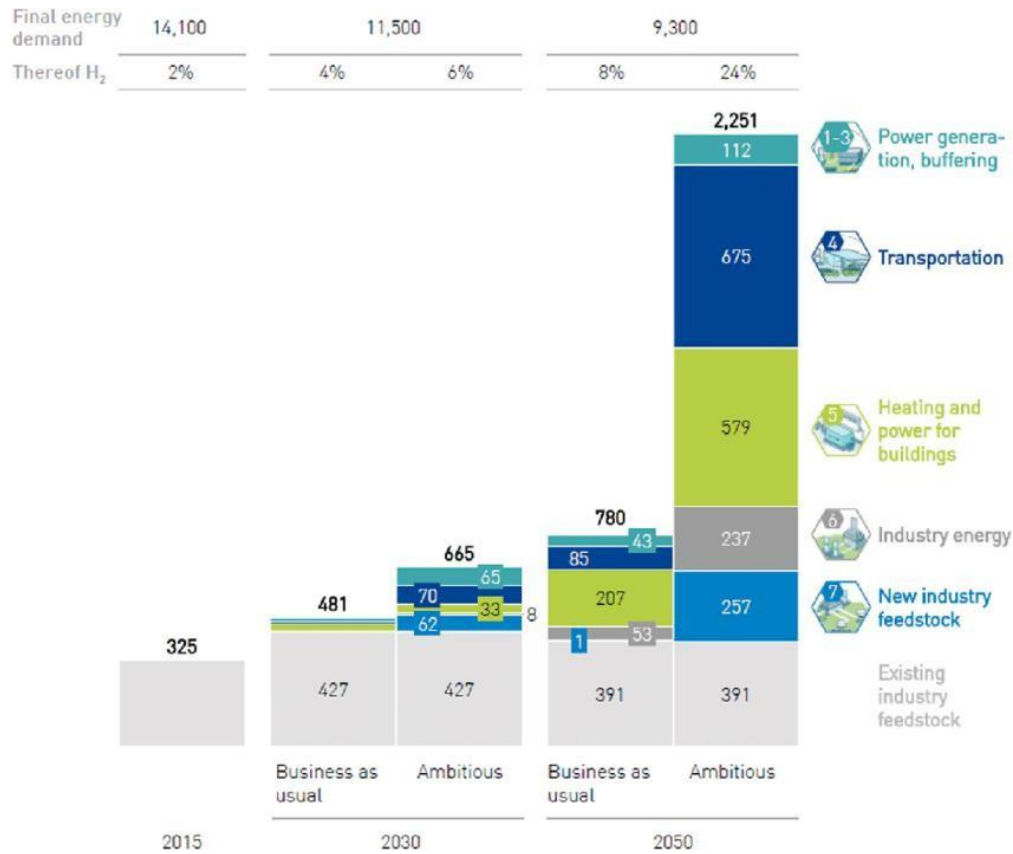
¹⁷ Anion Exchange Membrane: Στις κυψέλες ηλεκτρόλυσης με μεμβράνη ανταλλαγής ανιόντων (AEM), η μεμβράνη επιτρέπει μεταφορά ανιόντων από τον άνοδο στον κάθοδο, εμποδίζοντας την διέλευση κατάλοιπων, συμβάλλοντας στη ροή ηλεκτρικού ρεύματος στο εσωτερικό της κυψέλης.

υπόλοιπα 23 κράτη-μέλη αθροιστικά, γεγονός το οποίο γίνεται εύκολα αντιληπτό από τον χάρτη που ακολουθεί.



Εικόνα 3: Διαδραστικός χάρτης σημείων παραγωγής, αποθήκευσης και κατανάλωσης υδρογόνου (Πηγή: h2inframap.eu)

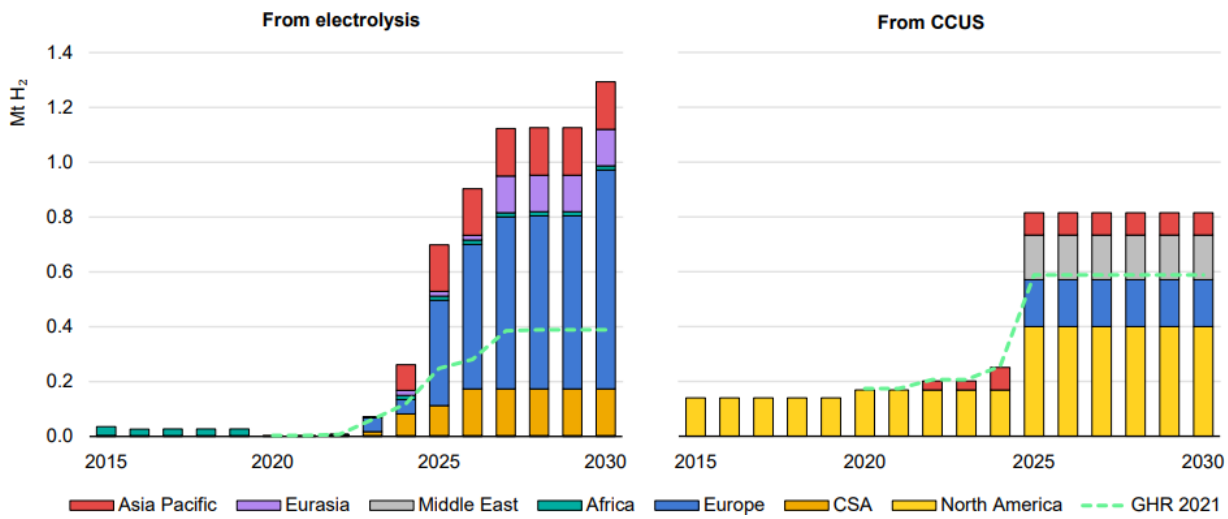
Εξετάζοντας την συνολική παραγωγή υδρογόνου (κάθε προέλευσης) το 2022, παρατηρείται σε συντριπτικό ποσοστό (90,8%) επικράτηση της μεθόδου της αναμόρφωσης φυσικού αερίου χωρίς δέσμευση άνθρακα. Ακολουθούν η παραγωγή ως παραπροϊόν από αιθυλένιο, στυρένιο (4,8%) και από ηλεκτρόλυση (3,7%) με τις πράσινες μεθόδους να βρίσκονται κάτω από 1%. Όλες αυτές οι μέθοδοι συντελούν στην παραγωγή 11,5 μεγατόνων υδρογόνου, ενώ οι εκτιμήσεις της ΕΕ φιλοδοξούν τους 25 μεγατόνους/έτος από το 2040 [13] (Kuhn et al., n.d.).



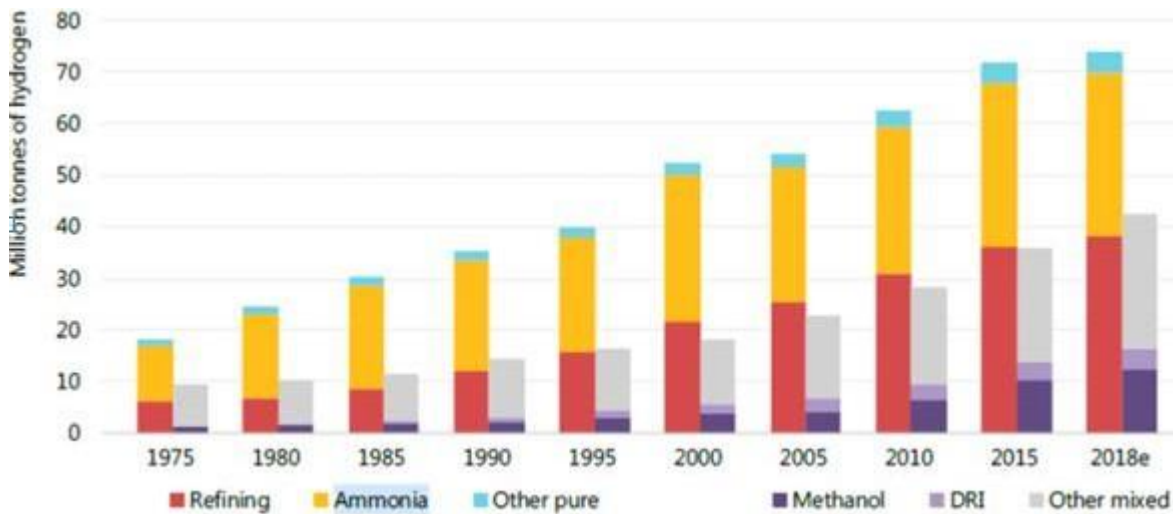
Εικόνα4: Σενάρια για τη ζήτηση υδρογόνου το 2030 και το 2050

Συμπερασματικά, εντός της επόμενης 10ετίας η παραγωγή, η ζήτηση και η κατανάλωση υδρογόνου εν γένει θα σημειώσουν κατακόρυφη άνοδο σε παγκόσμια κλίμακα με κράτη, όπως η Ινδία και η Κίνα, να συνεπικουρούν στην τάση αυτή. Η Ευρώπη - ως ήπιος πλέονστοχεύει στην πρωτοκαθεδρία στην παραγωγή υδρογόνου με έμφαση την ανάδυση του καθαρού υδρογόνου και στην υιοθέτηση του και σε κλάδους, με μηδενική σχεδόν παρουσία, όπως οι μεταφορές. Οι βιομηχανίες που ήδη κατέχουν ηγετικό ρόλο στην χρήση υδρογόνου¹⁸ επιδιώκεται πλέον να μεταβούν στην εποχή του καθαρού υδρογόνου [14] (Kuhn et al., n.d.) .

¹⁸ Διυλιστήρια, Αμμωνία, Χάλυβας



Εικόνα 5: Εξέλιξη παραγωγής υδρογόνου για αμμωνία από ηλεκτρόλυση και CCUS¹⁹ (GHR 2021 : Global Hydrogen Review 2021) (Πηγή: IEA)



Εικόνα

6: Η εξέλιξη της ζήτησης υδρογόνου και για κάθε κλάδο [1975-2018] (Πηγή: IEA, 2019, The Future of Hydrogen)

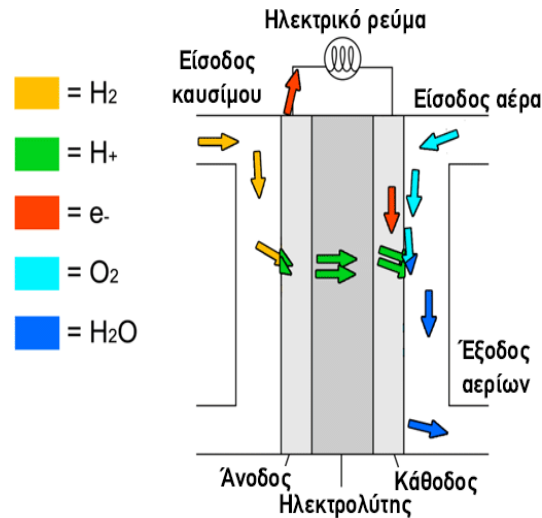
¹⁹Carbon Capture, Utilisation and Storage

2. Θεωρητικό Υπόβαθρο

2.1 Υδρογόνο ως καύσιμο

2.1.1 Τεχνολογία κυψελών υδρογόνου (fuel cell technology)

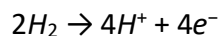
Η τεχνολογία κυψελών υδρογόνου, η οποία εντάσσεται στην ευρύτερη κατηγορία κυψελών καυσίμου, αποτελεί προηγμένη μέθοδο μετατροπής ενέργειας. Το ιδανικό καύσιμο είναι το υδρογόνο λόγω ικανοποιητικότερης απόδοσης και ουδέτερων προϊόντων καύσης (νερό και θερμότητα) ωστόσο χρησιμοποιείται και τροφοδοσία άλλων καυσίμων, όπως αλκοολών, λόγω τεχνοοικονομικών ζητημάτων. Οι κυψέλες είναι συσκευές μετατροπής χημικής ενέργειας απευθείας σε ηλεκτρική μέσω τριών βασικών στοιχείων, του ανοδικού και του καθοδικού καταλύτη και του ηλεκτρολυτικού διαλύματος. Στα πρώτα δύο λαμβάνουν χώρα χημικές αντιδράσεις (ή και ήμιαντιδράσεις) ενώ το διάλυμα απλώς επιτρέπει την μεταφορά ιόντων από την άνοδο στην κάθοδο, διατηρώντας την ισορροπία όσον αφορά τα ηλεκτρόνια.



Εικόνα 7: Περιγραφή διαδικασίας σε κυψέλη υδρογόνου

Πιο αναλυτικά, η χημική αντίδραση που συμβαίνει είναι προφανώς εξαρτώμενη από το καύσιμο που χρησιμοποιείται, στην προκειμένη υδρογόνο.

Η βασική χημική αντίδραση είναι η οξείδωση του υδρογόνου (H₂) προς παραγωγή πρωτονίων (H⁺) και ηλεκτρονίων (e⁻). Αυτή η αντίδραση εκφράζεται με τον χημικό τύπο:



Τα πρωτόνια (H⁺) που παράγονται κινούνται μέσω του ηλεκτρολυτικού διαλύματος προς τον καθοδικό καταλύτη, ενώ τα ηλεκτρόνια κυκλοφορούν μέσω εξωτερικού κυκλώματος παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια σε μορφή συνεχούς ρεύματος.

Στον καθοδικό καταλύτη τα πρωτόνια που παρήχθησαν στην πρώτη φάση αντιδρώντας με O₂ από την ατμόσφαιρα και με ηλεκτρόνια από την προηγούμενη αντίδραση και παράγεται H₂O ως προϊόν καθώς και θερμότητα, η οποία είναι δυνατόν να καταστεί εκμεταλλεύσιμη σε άλλες

εφαρμογές. Το ηλεκτρολυτικό διάλυμα συνήθως NaOH ή KOH διασφαλίζει την ισορροπία ηλεκτρονίων, ευνοώντας παράλληλα την μεταφορά ιόντων μεταξύ των άλλων μερών.

2.1.2 Ιδιότητες Υδρογόνου

Όπως είναι ήδη γνωστό το υδρογόνο μέσω της καύσης του παράγει μόνο νερό ως προϊόν και κάποιες ποσότητες νιτρικών οξειδίων (NOx) λόγω θερμοκρασίας φλόγας, γεγονός που το κατατάσσει σε μια φιλική προς το περιβάλλον ανανεώσιμη πηγή. Ωστόσο, λειτουργεί και ως ενεργειακός φορέας σε περιπτώσεις πλεονάζουσας στο δίκτυο παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Σε αναλογία με το μεθάνιο (CH₄), κύριο συστατικό του φυσικού αερίου, το υδρογόνο μειονεκτεί αν εξετάσουμε την ενεργειακή του πυκνότητα κατ' όγκο, καθώς η πυκνότητα του είναι 8 φορές μικρότερη (Πίνακας 1). Το ίδιο δεν ισχύει για την κατά μάζα ενεργειακή πυκνότητα, όπου το υδρογόνο -έχοντας το ελαφρύτερο δυνατό μόριο και μεγαλύτερη θερμογόνο ικανότητα – υπερέρχει του φυσικού αερίου.

Πίνακας 1: Θερμοχημικές ιδιότητες H₂ και CH₄ (*η τιμή αφορά το φυσικό αέριο (90-95% μεθάνιο)

Μέγεθος	H ₂	CH ₄	Μονάδα
Πυκνότητα (ρ)	0.09	0.72	kg/m ³
Κατώτερη-Ανώτερη Θερμογόνος Δύναμη (Hu-Ho)	120-141,8	50-55,5	MJ/kg
Θερμοκρασία αυτανάφλεξης (T _{aig})	571	540	°C
Όριο αναφλεξιμότητας (X _L ÷X _U)	4÷75	5÷15	%
Μέγιστη ταχύτητα στρωτής φλόγας (S _{Lmax})	325	44,8	cm/s
Συντελεστής διάχυσης στον αέρα (D _{AB})	0.61	0.16	cm ² /s
Αδιαβατική θερμοκρασία φλόγας-αέρας (T _{ad.air})	2380	2226	K
Αδιαβατική θερμοκρασία φλόγας - O ₂ (T _{ad.O2})	3083	3030	K
Συντελεστής Joule-Thompson (μ _{JT}) ²⁰	-0,035	0.5*	°C/bar

²⁰Ο συντελεστής Joule-Thomson εκφράζει την μεταβολή της θερμοκρασίας ενός αερίου όταν όταν μεταβάλλεται η πίεσή του υπό σταθερή ενθαλπία. Αρνητική τιμή σημαίνει πως η θερμοκρασία αυξάνεται για κάθε 1 bar πτώσης πίεσης, ενώ θετική ότι μειώνεται κατά την αντίστοιχη απόλυτη τιμή

Αναλυτικά στον πίνακα αναφέρονται οι τιμές μερικών σημαντικών ιδιοτήτων του H_2 και του CH_4 , μέσω των οποίων καθορίζονται άμεσα οι συνθήκες ασφάλειας που οφείλουν να επιβάλλονται στις υποδομές αποθήκευσης και διανομής των δυο καυσίμων.

2.1.3 Τεχνοοικονομικοί παράγοντες & Ζητήματα ασφαλείας

Παρότι το υδρογόνο αποτελεί σαφώς αποδοτικότερη επιλογή από τα διαλύματα αλκοολών λόγω της ενεργειακής αποδοτικότητάς του, το κόστος παραγωγής του και τα δίκτυα αποθήκευσης και διανομής ανακόπτουν την διάδοση της χρήσης του. Οι παράγοντες που εγείρουν ζητήματα ασφαλείας και αυξάνουν το κόστος του περιληπτικά είναι οι εξής:

- Ανάγκη αποθήκευσης σε υψηλή πίεση και χαμηλή θερμοκρασία. Προκειμένου το υδρογόνο να παραμείνει υγρό απαιτούνται κρυογονικά ψυκτικά μέσα για να διατηρούν θερμοκρασία $-253^{\circ}C$ (θερμοκρασία βρασμού H_2) και η πίεση να βρίσκεται μεταξύ των 5-10 bar. Είναι πασιφανές ότι αυτό προϋποθέτει κοστοβόρες εγκαταστάσεις που μετακυλίου την επιβάρυνση αυτή στην τελική τιμή του υδρογόνου. Όσον αφορά τώρα την αποθήκευση ως συμπιεσμένο αέριο, η πίεση ανέρχεται σε ένα φάσμα εκατοντάδων bar ανάλογα την διάταξη που αποθηκεύεται. Για παράδειγμα σε κινητήρες υδρογόνου αυτοκινήτων η πίεση κυμαίνεται από 350 bar έως 500 bar ενώ σε ειδικά δοχεία αποθήκευσης φτάνει και τα 900 bar.

Βέβαια υπάρχουν και οι φιάλες αποθήκευσης σε 200 bar, καθώς η πίεση που θα εφαρμοστεί εξαρτάται άμεσα από το μέγεθος της εφαρμογής που θα χρειαστεί το υδρογόνο, με όσο μικρότερο το διαθέσιμο χώρο τόσο πιο συμπιεσμένο να είναι το υδρογόνο.

- Ευφλεκτότητα και εύρος ανάφλεξης. Ακόμη και σε περιπτώσεις χαμηλής συγκέντρωσης του στον αέρα, το υδρογόνο μπορεί να προκαλέσει εκρήξεις και καταστροφές. Συγκρινόμενο με άλλα εύφλεκτα αέρια όπως το προπάνιο για παράδειγμα, το υδρογόνο είναι περισσότερο εύφλεκτο και μάλιστα σε φάσμα συγκέντρωσης από 4% έως και 75% στον αέρα. Αν και αναφερόμαστε σε υψηλές συγκεντρώσεις υδρογόνου, η ευρύτητα του φάσματος είναι ανησυχητική και απαιτεί αυστηρά μέτρα προστασίας με το ανάλογο κόστος.

- Καύση χωρίς ορατή φλόγα και μεγάλη ταχύτητα εξάπλωσης. Λόγω χαμηλής θερμοκρασίας φλόγας και υψηλής ταχύτητας καύσης του υδρογόνου δυσχεραίνεται ο εντοπισμός της φλόγας, αυξάνοντας έτσι τις πιθανότητες εξάπλωσης και φαινομένων εκρηκτικής καύσης. Η κατάλληλη κατάρτιση εργαζομένων σε εγκαταστάσεις αποθήκευσης υδρογόνου είναι ένα από τα αναγκαία μέτρα για την τήρηση τέτοιων υποδομών.

- Ανάγκη δέσμευσης μεγάλων εγκαταστάσεων με ειδική δομή (ύπαρξη κοιλοτήτων ή πορώδους υλικού) ή ριζική αναδιαμόρφωση υπαρχουσών δομών πετρελαίου/φυσικού αερίου. Η αποθήκευση χωρίζεται σε δύο κατηγορίες, την υπόγεια και την επιφανειακή αποθήκευση, με την πρώτη να είναι προτιμητέα καθώς και αφορά μεγαλύτερο όγκο αερίου και περιορίζει την οπτική όχληση.

Σε πρόσφατη έρευνα που δημοσιεύτηκε στις αρχές 2024 [15] (Ma et al., 2024), πάνω στους πιθανούς κινδύνους από διαρροή υδρογόνου σε ενσωματωμένο σύστημα αποθήκευσης σε όχημα,

προέκυψε πως η πιθανότητα έκρηξης σε περίπτωση διαρροής είναι $6.79E-05$ ενώ εκείνη της πυρκαγιάς είναι $1.53E-04$. Σοβαρές ζημιές στο όχημα και τραυματισμοί των επιβατών υποδεικνύουν την ύπαρξη έκρηξης κατά 87,15%. Επιπλέον η πιθανότητα μεγάλων, μεσαίων και μικρών τραυματισμών είναι $7.79E-05$, $4.97E-06$ και $1.38E-04$ αντίστοιχα.

Αναφέρεται πως οι μικρές διαρροές είναι η κύρια μορφή διαρροών που παρατηρείται, ωστόσο είναι πολύ κρίσιμος ο βαθμός αξιοπιστίας των συσκευών εντοπισμού, αντιμετώπισης και απομόνωσης διαρροών. Μία πιθανή αστοχία ή απενεργοποίηση των συσκευών αυτών είναι ικανή να αυξήσει δραματικά την πιθανότητα τραυματισμών ακόμα και για δύο τάξεις μεγέθους.

Οι αποτελεσματικότεροι τρόποι πρόληψης, είτε για σταθερές εγκαταστάσεις αποθήκευσης είτε όχι, σχετίζονται με την δυνατότητα άμεσου αερισμού του χώρου και την εποπτεία αυτού από αισθητήρες και βαλβίδες ασφαλείας. Συγκεκριμένα, κατά τον εντοπισμό φλόγας ή υπερβάλλουσας ροής σε μία περιοχή της εγκατάστασης ενδείκνυται ο αυτόματος περιορισμός της ροής του υδρογόνου μέσω βαλβίδων παράλληλα με την ενεργοποίηση του συστήματος εξαερισμού. Οι συσκευές που μπορούν να χρησιμοποιηθούν είναι αντίστοιχες με εκείνες για το φυσικό αέριο. Το οποίο μάλιστα έχοντας μικρότερο συντελεστή διάχυσης (Πίνακας 1) επιφυλάσσει μεγαλύτερο κίνδυνο συσσώρευσης.

Συμπληρωματικά εφαρμόζονται και μέτρα έμμεσου χαρακτήρα όπως:

- Έγχυση οσμώδους ουσίας στο υδρογόνο με στόχο την ανίχνευση της διαρροής από πιθανή ανθρώπινη παρουσία σε αρχικό στάδιο.
- Εμφανής τοποθέτηση πινακίδων που γνωστοποιούν την ύπαρξη δικτύου διανομής ή δεξαμενών συσσώρευσης υδρογόνου.
- Ενεργοποίηση συναγερμών προς ενημέρωση του προσωπικού πιθανώς και όχι μόνο.

2.2 Τρόποι παραγωγής υδρογόνου με έμφαση στην ηλεκτρόλυση νερού

Μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή υδρογόνου, η ηλεκτρόλυση νερού έχει εμφανίσει μεγάλο ενδιαφέρον λόγω της καθαρότητάς της και της δυνατότητάς της να χρησιμοποιεί ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Αρχικά θα εξεταστούν λεπτομερώς οι τρεις επικρατέστερες μέθοδοι.

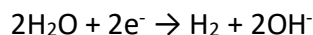
2.2.1 Αλκαλική Ηλεκτρόλυση

Η αλκαλική ηλεκτρόλυση νερού είναι μια διαδικασία που βασίζεται στη χρήση ενός αλκαλικού ηλεκτρολυτικού διαλύματος, όπως το υδροξείδιο του νατρίου ή το υδροξείδιο του καλίου. Κατά τη

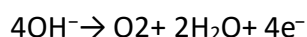
διάρκεια της διαδικασίας, το νερό διασπάται σε υδρογόνο και οξυγόνο σε μια κυψέλη ηλεκτρόλυσης, με τη χρήση ηλεκτρικού ρεύματος. Αυτή η μέθοδος είναι ευρέως εφαρμοζόμενη σε βιομηχανική κλίμακα, αλλά απαιτεί υψηλές θερμοκρασίες και συγκεντρώσεις αλκαλικών διαλυμάτων.

Η μέθοδος στηρίζεται στην χρήση αλκαλικών διαλυτών, όπως το υδροξείδιο του νατρίου (NaOH) ή το υδροξείδιο του καλίου (KOH), με παράλληλη εφαρμογή ηλεκτρικού ρεύματος μέσω μιας ηλεκτρολυτικής συστοιχίας. Η διαδικασία αυτή διασπά το νερό σε υδρογόνο και οξυγόνο, με τις εξής βασικές αντιδράσεις να λαμβάνουν χώρα στα ηλεκτρόδια:

Αντίδραση καθόδου (στο καθοδικό ηλεκτρόδιο):

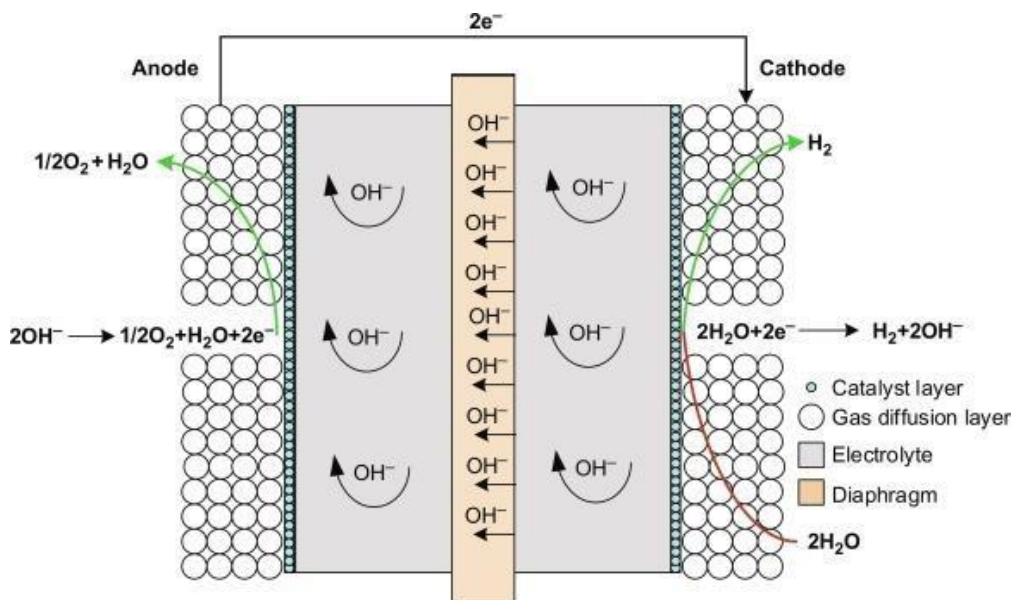


Αντίδραση ανόδου (στο ανοδικό ηλεκτρόδιο):



Οι αλκαλικοί διαλύτες διευκολύνουν αυτήν τη διαδικασία επιτρέποντας την αυξημένη ιοντική αγωγιμότητα του νερού η οποία δρα προς όφελος της ευκολότερης διέλευσης των ιόντων υδροξειδίου (OH^-) που εμπλέκονται στις αντιδράσεις. Τα βήματα της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης νερού περιλαμβάνουν:

1. **Επιλογή Ηλεκτροδίων:** Τα ηλεκτρόδια κατασκευάζονται συνήθως από υλικά όπως το ανοξείδωτο χάλυβα ή το λευκόχρυσο, λόγω της ανθεκτικότητάς τους στις συνθήκες της ηλεκτρόλυσης.
2. **Προετοιμασία Διαλύματος:** Ένα διάλυμα αλκαλικού διαλύτη, όπως το NaOH ή το KOH δημιουργεί τις αναγκαίες συνθήκες για τη διέλευση του ηλεκτρικού ρεύματος και τη διάλυση του νερού.
3. **Εφαρμογή Ηλεκτρικού Ρεύματος:** Το ηλεκτρικό ρεύμα εφαρμόζεται στα ηλεκτρόδια μέσω μιας εξωτερικής πηγής ενέργειας.
4. **Διάσπαση του Νερού:** Κατά τη διάρκεια της διαδικασίας, το νερό διασπάται σε υδρογόνο και οξυγόνο στα αντίστοιχα ηλεκτρόδια.
5. **Συλλογή και Απομόνωση του Υδρογόνου:** Το υδρογόνο που παράγεται συλλέγεται συμπιέζεται και απομονώνεται για την περαιτέρω χρήση του.



Εικόνα 8: Τυπική διάταξη αλκαλικής ηλεκτρόλυσης (Πηγή: ScienceDirect.com)

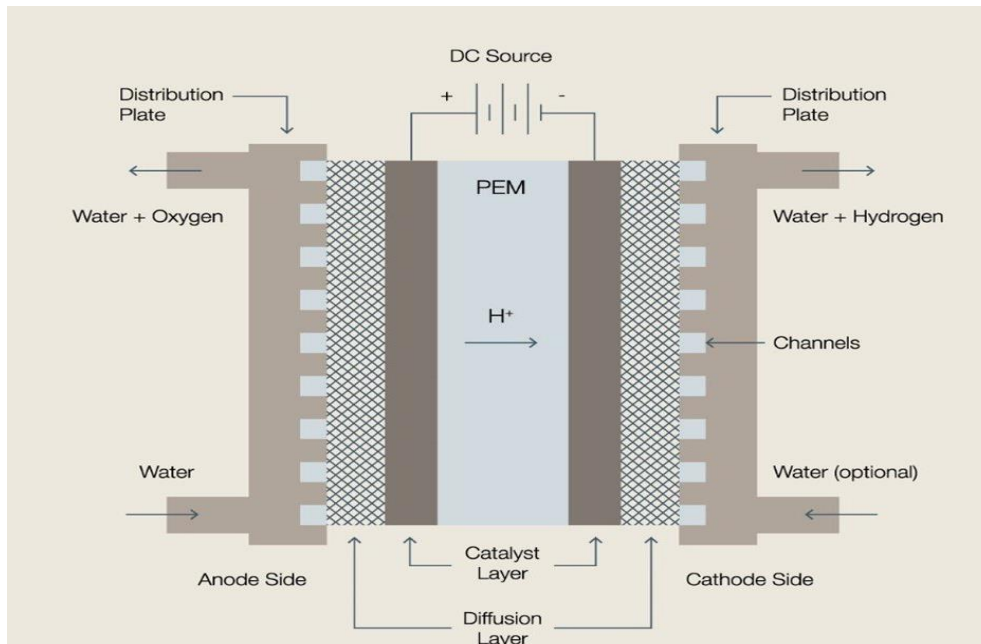
Η αλκαλική ηλεκτρόλυση νερού αποτελεί έναν σημαντικό τρόπο παραγωγής υδρογόνου και είναι ευρέως χρησιμοποιούμενη σε βιομηχανικές εφαρμογές όπως στην παραγωγή αμμωνίας.

2.2.2 Μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων (PEM)

Η τεχνολογία της PEM (Proton Exchange Membrane) ηλεκτρόλυσης συνιστά μια μέθοδο ηλεκτρόλυσης νερού για την παραγωγή υδρογόνου, όπου η απαιτούμενη ενέργεια προέρχεται από μια εξωτερική πηγή (όπως μια μπαταρία ή ένα ηλιακό πάνελ). Η τεχνολογία PEM είναι ιδιαίτερα δημοφιλής λόγω της αποδοτικότητάς της, της χαμηλής θερμοκρασίας λειτουργίας της και της ευελιξίας της. Τα στοιχειώδη μέρη της τεχνολογίας PEM είναι:

1. Μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων (Proton Exchange Membrane): Το κύριο μέρος της τεχνολογίας PEM είναι η μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων, γνωστή και ως μεμβράνη ιόντων. Αυτή η μεμβράνη είναι κατασκευασμένη από ειδικά υλικά που επιτρέπουν μόνο την διέλευση των πρωτονίων, ενώ εμποδίζουν τη διέλευση των ηλεκτρονίων. Αυτό επιτρέπει τη διενέργεια ηλεκτρολυτικών αντιδράσεων σε διαφορετικά ηλεκτρόδια.
2. Ηλεκτρόδιο ανόδου και καθόδου: Σε κάθε άκρο της μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων τοποθετούνται ειδικά ηλεκτρόδια. Στο ανοδικό ηλεκτρόδιο διενεργείται η ανοδική αντίδραση, κατά την οποία το νερό διασπάται σε οξυγόνο και πρωτόνια. Στο καθοδικό ηλεκτρόδιο λαμβάνει χώρα η καθοδική αντίδραση, κατά την οποία τα πρωτόνια συνδυάζονται με ηλεκτρόνια για να δημιουργήσουν υδρογόνο.
3. Κυψέλη Ηλεκτρόλυσης: Η μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων, μαζί με τα ηλεκτρόδια, αποτελούν τη βασική μονάδα λειτουργίας της κυψέλης ηλεκτρόλυσης. Πολλές τέτοιες κυψέλες συνδέονται σε σειρά ή παράλληλα για να δημιουργήσουν ένα σύστημα παραγωγής υδρογόνου μεγαλύτερης ισχύος.

4. Ηλεκτρολυτικό Διάλυμα: Ένα ηλεκτρολυτικό διάλυμα, συνήθως ένα υγρό όπως το φωσφορικό οξύ, χρησιμοποιείται για να επιτρέψει τη μεταφορά των ιόντων πρωτονίων μέσω της μεμβράνης και τη διενέργεια των ηλεκτρολυτικών αντιδράσεων.



Εικόνα 9:Τυπική διάταξη PEM ηλεκτρόλυσης (Πηγή: cowi.com)

Η τεχνολογία PEM είναι πολύ ευέλικτη και έχει εφαρμογές σε πολλούς τομείς, όπως οι κυψέλες καυσίμου για μεταφορικά μέσα, η ενεργοποίηση μπαταριών, και η αποθήκευση ενέργειας. Η λεπτομερής κατανόηση της τεχνολογίας PEM επιτρέπει την ανάπτυξη πιο αποδοτικών και φιλικών προς το περιβάλλον λύσεων ενέργειας.

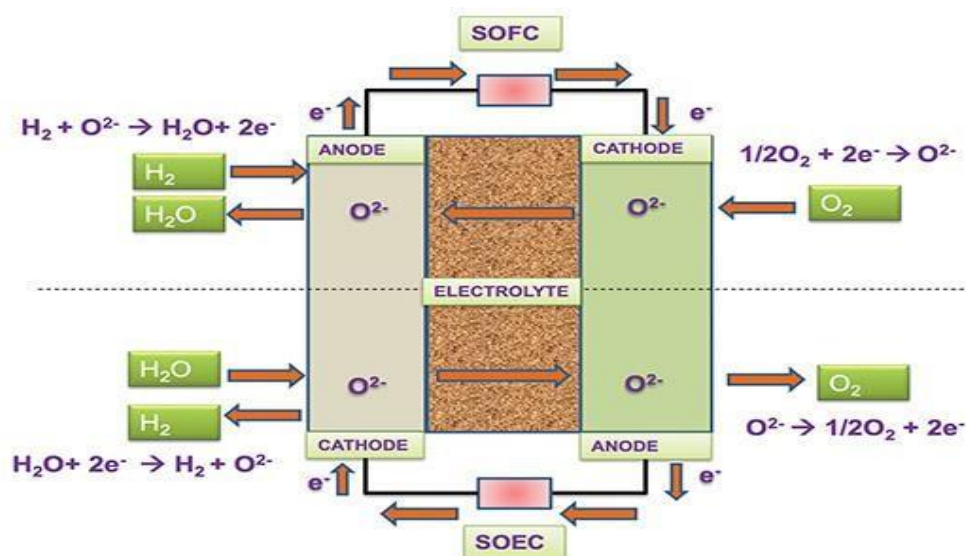
2.2.3 Ηλεκτρόλυση Στερεού Οξειδίου (Solid Oxide Electrolysis)

Το σύστημα στερεού ηλεκτρολυτικού οξειδίου (Solid Oxide Electrolysis System - SOEC) είναι μια τεχνολογία που χρησιμοποιείται για την ηλεκτρολυτική παραγωγή υδρογόνου από νερό με τη χρήση μιας στερεής ηλεκτρολυτικής κυψέλης. Τα βασικά στοιχεία που απαρτίζουν ένα SOEC σύστημα ηλεκτρόλυσης είναι τα παρακάτω:

Στερεή Ηλεκτρολυτική Κυψέλη (SOEC): Το κύριο στοιχείο ενός SOEC συστήματος δηλαδή η στερεή ηλεκτρολυτική κυψέλη, που αποτελείται από στερεά οξείδια ή λειανθρακικά υλικά. Κεραμικά υλικά που έχουν υψηλή αγωγιμότητα ιόντων, όπως το σταθερό οξείδιο του οξυγόνου

(ZrO₂) και το σταθερό οξείδιο του ιτρίου (Y₂O₃). Αυτά τα υλικά είναι επιλεγμένα για την ικανότητά τους να επιτρέπουν τη μεταφορά των ιόντων μέσα από την κυψέλη κατά τη διεξαγωγή της ηλεκτρολυτικής αντίδρασης. Αυτά τα υλικά είναι επίσης σταθερά σε υψηλές θερμοκρασίες, ένα κομβικό χαρακτηριστικό για τη λειτουργία του SOEC συστήματος. Η κυψέλη αυτή διαχωρίζει την άνοδο και την κάθοδο και διευκολύνει την ηλεκτροχημική αντίδραση που οδηγεί στη διάλυση του νερού και την παραγωγή υδρογόνου και οξυγόνου.

Την άνοδο και την κάθοδο του SOEC συστήματος αποτελούν τα ηλεκτρόδια που χρησιμοποιούνται για την εισαγωγή και την απομάκρυνση των ηλεκτρονίων κατά τη διεξαγωγή της ηλεκτρολυτικής αντίδρασης. Η άνοδος είναι θερμαινόμενη και διεξάγει τη διάλυση του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο, ενώ η κάθοδος λειτουργεί αναγωγικά.

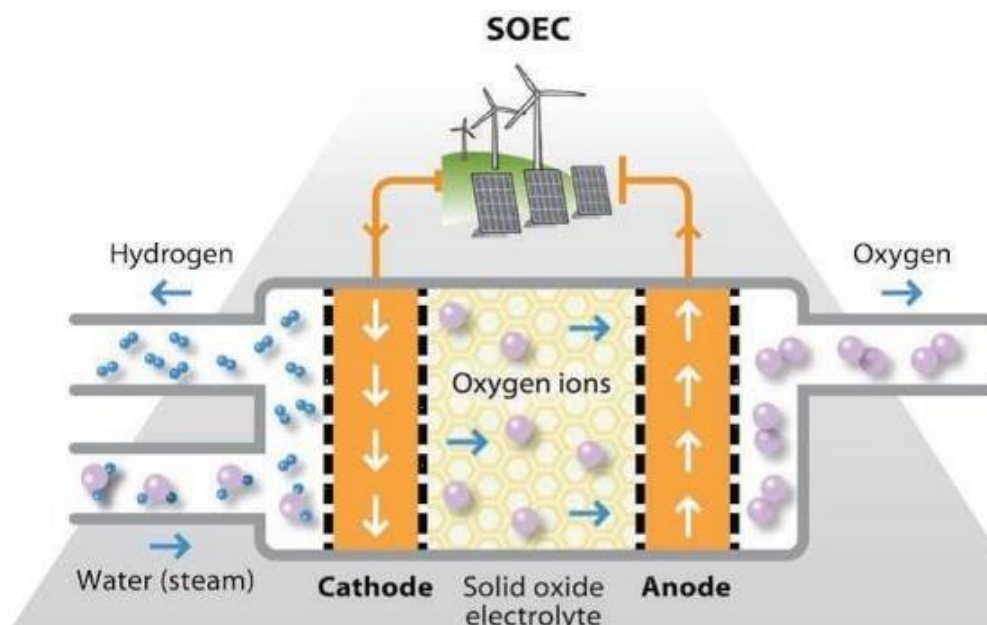


Εικόνα 10: Solid Oxide Fuel Cell (άνω) , Solid Oxide Electrolysis Cell (κάτω)

Συνήθως, ένα SOEC σύστημα απαιτεί θέρμανση για να πραγματοποιηθεί η ηλεκτρολυτική διαδικασία. Στον σχεδιασμό συχνά περιλαμβάνονται αντιστάσεις θέρμανσης ή άλλες μορφές θερμικής ενέργειας που μπορούν να εφαρμοστούν στην κυψέλη για να προκαλέσουν τη διάλυση του νερού.

Στο τέλος της ηλεκτροχημικής διαδικασίας, το παραγόμενο υδρογόνο πρέπει να απομονωθεί για να μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο ή για άλλες εφαρμογές. Αυτό μπορεί να περιλαμβάνει συστήματα απομόνωσης, όπως μεμβράνες ή συστήματα απομόνωσης και αποθήκευσης σε υγρή και συμπιεσμένη μορφή.

Το σύστημα SOEC αποτελεί μια υποσχόμενη τεχνολογία για την παραγωγή υδρογόνου με χαμηλό κόστος ενέργειας και μειωμένες εκπομπές αερίων θερμοκηπίου, καθιστώντας το ένα πιθανό μέσο για την αειφόρο παραγωγή υδρογόνου.



Εικόνα 11: Σχέδιο λειτουργίας συστήματος ηλεκτρολύτη στερεού οξειδίου (SELYSOs)

2.2.4 Φωτολυτική ηλεκτρόλυση

Η φωτολυτική ηλεκτρόλυση είναι μια διαδικασία που χρησιμοποιεί τη φωτεινή ενέργεια, συνήθως από τον ήλιο, για να προκαλέσει χημικές αντιδράσεις στο νερό προκειμένου να παραχθεί υδρογόνο και οξυγόνο. Αυτή η διαδικασία μπορεί να γίνει χρησιμοποιώντας φωτοκαταλυτικά υλικά, τα οποία είναι ημιαγωγοί με δυνατότητα αποβολής ηλεκτρονίων.

Τα στοιχεία και τα στάδια που είναι απαραίτητα για την φωτολυτική ηλεκτρόλυση είναι τα ακόλουθα :

Φωτοκαταλυτικό Υλικό: Το κύριο συστατικό της διαδικασίας είναι το φωτοκαταλυτικό υλικό. Αυτό το υλικό είναι συνήθως ένα υλικό από ημιαγωγούς, όπως ορισμένοι τύποι διαμαντιού, διοξείδιο του τιτανίου ή άλλα υλικά με παρόμοια ηλεκτρονική δομή που μπορεί να ενεργοποιήσει την αντίδραση.

Φωτεινή Ενέργεια και φωτοαπορρόφηση: Απαιτείται η χρήση φωτεινής ενέργειας από τον ήλιο, για να ενεργοποιηθεί το φωτοκαταλυτικό υλικό. Η φωτεινή ενέργεια απορροφάται από το υλικό, δημιουργώντας ηλεκτρονικά φαινόμενα που ενεργοποιούν τη χημική αντίδραση. Με την ενεργοποίηση τους στο φωτοκαταλυτικό υλικό, τα ηλεκτρόνια μεταβαίνουν σε υψηλότερα ενεργειακά επίπεδα.

Διακίνηση Ηλεκτρονίων και φωτοδιέγερση: Τα ενεργοποιημένα ηλεκτρόνια κινούνται στο φωτοκαταλυτικό υλικό, δημιουργώντας ηλεκτρικό ρεύμα. Αυτό το ηλεκτρικό ρεύμα χρησιμοποιείται στη συνέχεια για τη διενέργεια χημικών αντιδράσεων στο νερό. Τα ηλεκτρόνια στα υψηλότερα ενεργειακά επίπεδα, δημιουργούν ηλεκτρονικά ζεύγη (ελεύθερα ηλεκτρόνια και

κενά). Τα προαναφερθέντα είναι ουσιαστικά το κλειδί για τη μετατροπή της φωτεινής ενέργειας σε χημική ενέργεια, η οποία μπορεί στη συνέχεια να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή υδρογόνου.

Διενέργεια Χημικών Αντιδράσεων: Όταν το φωτοκαταλυτικό υλικό ενεργοποιείται από το φως, αυτό επιτρέπει σε χημικές αντιδράσεις να λάβουν χώρα στο νερό. Κατά τη διάρκεια αυτών των αντιδράσεων, το νερό διασπάται σε υδρογόνο και οξυγόνο. Το υδρογόνο που παράγεται, συλλέγεται με κατάλληλους τρόπους, όπως η αποθήκευση σε δεξαμενές και η χρήση για ενέργεια.

Η φωτολυτική ηλεκτρόλυση είναι μια υποσχόμενη τεχνολογία για την παραγωγή υδρογόνου με βιώσιμο και φιλικό προς το περιβάλλον τρόπο, καθώς χρησιμοποιεί τη φωτεινή ενέργεια του ήλιου.

2.3 Βιβλιογραφική ανασκόπηση αναφορικά με απαιτήσεις της ηλεκτρόλυσης για νερό (tapwater, wastewater, seawater- desalination)

Ορίζοντας ως αφετηρία το απιονισμένο νερό, η στοιχειομετρική απαίτηση νερού για την παραγωγή ενός κιλού υδρογόνου περίπου είναι στα 9 κιλά. Όπως γίνεται αντιληπτό, η στοιχειομετρική απαίτηση αυξάνει αντιστρόφως ανάλογα με την καθαρότητα του νερού τροφοδοσίας της μονάδας. Το νερό προτού βρεθεί σε φάση ηλεκτρόλυσης είναι αναγκαίο να έχει χαρακτηριστεί ως ultra-pure, τίτλος που εμπεριέχει εκτός από την καθαρότητα του νερού και προδιαγραφές για το υλικό των ηλεκτροδίων, τον τύπο των ηλεκτρολυτών και τον γενικότερο σχεδιασμό της εγκατάστασης.

Γι' αυτό και πιο σημαντική θεωρείται η συνολική κατανάλωση ενέργειας για την ηλεκτρόλυση του κάθε τύπου νερού, με το θαλασσινό νερό να κατατάσσεται ως το πιο κοστοβόρο κυρίως λόγω της αφαλάτωσης και λιγότερο λόγω στοιχειομετρίας. Ακολουθεί το επεξεργασμένο νερό από λύματα, το οποίο όπως είναι αναμενόμενο διαφέρει από εφαρμογή σε εφαρμογή, αφού εξαρτάται από την πηγή (πχ βιομηχανία, κτηνοτροφία) από όπου απορρίπτεται.

2.3.1 Νερό δικτύου ύδρευσης (tap water)

Γνωρίζοντας πως η βέλτιστη απόδοση της διαδικασίας της ηλεκτρόλυσης συνεπάγεται τροφοδοσία καθαρού και απιονισμένου νερού, είναι επόμενο να αναζητηθούν μέθοδοι προσέγγισης - του νερού του δικτύου ύδρευσης- σε αυτό. Κυρίαρχος παράγοντας καταλληλότητας του νερού είναι η σκληρότητα του. Η σκληρότητα του νερού του δικτύου επηρεάζει την ηλεκτρόλυση προς παραγωγή υδρογόνου, κυρίως λόγω της περιεκτικότητας σε ιόντα όπως εκείνα του ασβεστίου και μαγνησίου. Η σκληρότητα του νερού καθορίζεται από το ποσοστό αυτών των

ιόντων στο νερό.

Πρακτικά κατά γενικό κανόνα, η παραγωγή υδρογόνου μπορεί να πραγματοποιηθεί με το νερό της βρύσης, ακόμα και αν έχει μια μέτρια σκληρότητα. Ωστόσο, υψηλότεροι δείκτες σκληρότητας μπορεί να έχουν αντίκτυπο στην απόδοση της ηλεκτρόλυσης, στην ποιότητα του παραγόμενου υδρογόνου και στα λειτουργικά κόστη (ΟΡΕΧ²¹). Στην αναζήτηση νέων τρόπων μείωσης της τιμής του παραγόμενου υδρογόνου, έτσι ώστε να γίνει πιο ανταγωνιστικό, είναι απαραίτητη η ένταξη του νερού του δικτύου στην τροφοδοσία μονάδων ηλεκτρόλυσης.

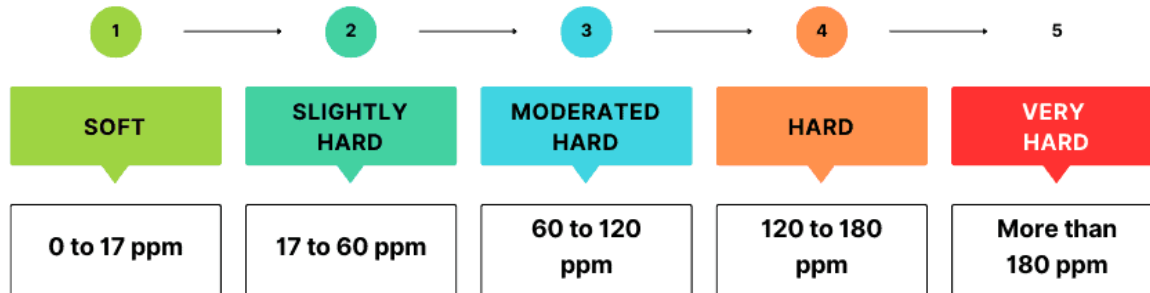
Η αναλογία το νερό δικτύου που απαιτείται προς την παραγωγή ultra-pure νερού, έτοιμο προς ηλεκτρόλυση, είναι 1.4:1²² και είναι η μικρότερη στοιχειομετρική διαφορά (kgH₂O/kgH₂O) ανάμεσα στις πηγές τροφοδοσίας νερού. Αυτό ισχύει όσον αφορά και την ενεργειακή αποδοτικότητα της χρήσης νερού του δικτύου ύδρευσης, αφού χρειάζονται μόλις 2kWh προς την παραγωγή ενός κυβικού μέτρου (m³) ultra-pure νερού, δηλαδή ενός τόνου νερού. Ακολουθώντας, για να υπολογιστεί η ενεργειακή κατανάλωση για την παραγωγή υδρογόνου ορίζουμε από την βιβλιογραφία ένα ιδανικό σενάριο, δηλαδή 9,1 kgH₂O / 1kgH₂, και ένα μέσο σενάριο, 20 kg H₂O / 1kg H₂ από τα οποία εξάγουμε τιμές για την ενεργειακή κατανάλωση ανά kgH₂, 0,02548MWh/kgH₂ και 0,056MWh/kgH₂ αντίστοιχα.

Η σκληρότητα του νερού ποικίλει ανά περιοχή και η υψηλή σκληρότητα μέσω της δημιουργίας αλάτων στο νερό, είναι αρκετή για να μεταβάλλει την αγωγιμότητα, να προκληθούν αλλαγές στην ηλεκτροδιαφορά και άλλες ανεπιθύμητες παρενέργειες κατά τη διαδικασία ηλεκτρόλυσης. Για να αποφευχθούν προβλήματα, κρίνεται ωφέλιμο να χρησιμοποιείται νερό με χαμηλότερη σκληρότητα ιδανικά ή να υποβάλλεται σε επεξεργασία για τη μείωση της σκληρότητας σε αποδεκτά επίπεδα (<60 ppm (mg/L) CaCO₃), ειδικά για εφαρμογές που απαιτούν υψηλή καθαρότητα και απόδοση σαν την παραγωγή υδρογόνου. Στοιχειομετρικά οι απώλειες που παρουσιάζονται δεν είναι οικονομικά επιδραστικές και το μόνο κόστος που προκύπτει είναι αυτό των μεθόδων αποσκλήρυνσης, διήθησης και καθαρισμού.

²¹ Operational Expenditure

²² Η αναλογία 1.4:1 αναφέρεται και στο groundwater, το οποίο έχει παρόμοιες τιμές με το χλωριούχο νερό του δικτύου ύδρευσης.

Water Hardness Scale



Εικόνα 12: Διαβάθμιση-κατηγοριοποίηση νερού βάσει σκληρότητας

Οι διαδικασίες επεξεργασίας νερού για τη μείωση της σκληρότητας μπορούν να περιλαμβάνουν τις παρακάτω μεθόδους:

1. Εφαρμογή αποσκληρυντών ιόντων (Water Softeners): Οι αποσκληρυντές ιόντων αποτελούν μια από τις πιο διαδεδομένες τεχνολογίες για τη μείωση της σκληρότητας του νερού. Αυτές οι συσκευές χρησιμοποιούν ιόντα ανταλλαγής, συνήθως κατασκευασμένα από ρητίνες, τα οποία έχουν τη δυνατότητα να αφαιρέσουν τα ιόντα ασβεστίου και μαγνησίου από το νερό.

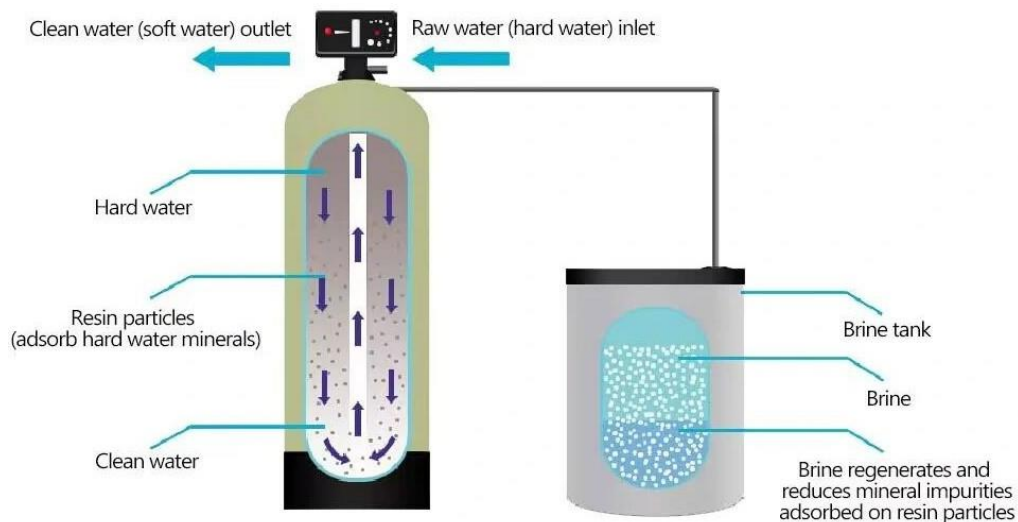
Η διαδικασία λειτουργίας των αποσκληρυντών ιόντων είναι απλή: Το σκληρό νερό περνάει μέσα από τη στήλη του αποσκληρυντή, όπου τα ιόντα του ασβεστίου και του μαγνησίου αντικαθίστανται από άλλα ιόντα, συνήθως νάτριο. Αυτή η ανταλλαγή ιόντων είναι αντενεργητική και συνεχίζεται μέχρι η ρητίνη να εξαντλήσει τη χωρητικότητά της για τα ιόντα του ασβεστίου και του μαγνησίου. Ένας από τους μεγάλους προστιθέμενους κινδύνους των αποσκληρυντών ιόντων είναι η αύξηση της συγκέντρωσης νατρίου στο νερό που παράγεται, η οποία μπορεί να είναι ανησυχητική για άτομα με υψηλή αίσθηση αλατότητας στο νερό.

2. Αντιστροφή Ώσμωση (Reverse Osmosis): Η αντιστροφή ώσμωση αποτελεί μια τεχνολογία επεξεργασίας νερού που χρησιμοποιεί μια ημιδιαπερατή μεμβράνη για να διαχωρίσει τα ιόντα, τα άλατα, και άλλα διαλυτά σωματίδια από το νερό. Στην αντίθεση με τη φυσική ώσμωση, όπου το νερό ρέει από μια περιοχή χαμηλής συγκέντρωσης σε μια περιοχή υψηλής συγκέντρωσης διαλυμένων ουσιών, η αντιστροφή ώσμωση αναγκάζει το νερό να περάσει μέσα από τη μεμβράνη ενάντια στη φυσική ροή, με τη χρήση υψηλής πίεσης.

Καθώς το νερό περνά μέσα από τη μεμβράνη, τα ιόντα, τα άλατα και άλλα διαλυτά σωματίδια παραμένουν πίσω, ενώ το καθαρό νερό περνά στην άλλη πλευρά. Η απομάκρυνση αυτών των

διαλυμένων ουσιών μπορεί να περιλαμβάνει τα άλατα, τα μέταλλα, τα βαρέα μέταλλα, τις οργανικές ενώσεις και άλλα ανεπιθύμητα σωματίδια, με αποτέλεσμα τη βελτίωση της ποιότητας του νερού. Η αντιστροφή ώσμωση μπορεί να μειώσει σημαντικά τη σκληρότητα του νερού, καθώς αφαιρεί τα άλατα από το νερό. Ωστόσο, πρέπει να ληφθεί υπόψη ότι η αντιστροφή ώσμωση δεν αποτελεί πάντα την καλύτερη επιλογή για την επεξεργασία του νερού, καθώς μπορεί να είναι δαπανηρή και να απαιτεί συχνή συντήρηση της μεμβράνης.

3. Ιοντοανταλλακτικές Στήλες: Αυτή η διαδικασία περιλαμβάνει τη χρήση ειδικών στηλών με ικανώς ανταλλακτικά ιόντα που αφαιρούν τα ιόντα ασβεστίου και μαγνησίου από το νερό και τα αντικαθιστούν με άλλα ιόντα, όπως νάτριο. Οι στήλες αποτελούνται από υλικά με ικανότητα ανταλλαγής ιόντων, όπως ρητίνες ή κοίλες ίνες.



Εικόνα 13: Στήλη ανταλλαγής ιόντων (JufuWaterTechnologyCo. Ltd)

Η λειτουργία των ιοντοανταλλακτικών στηλών βασίζεται στην ικανότητά τους να αντικαθιστούν ιόντα ενός είδους με άλλα ιόντα που προσφέρονται από το υλικό της στήλης. Η ανταλλαγή αυτή συμβαίνει καθώς η διάλυση περνά μέσα από τη στήλη, όπου τα ιόντα στη διάλυση αντικαθίστανται από άλλους ιόντα που βρίσκονται στο υλικό της στήλης.

Οι ιοντοανταλλακτικές στήλες προσφέρουν μια αποτελεσματική μέθοδο απομάκρυνσης συγκεκριμένων ιόντων από το νερό ή άλλες διαλύσεις, και η απόδοσή τους μπορεί να προσαρμοστεί σύμφωνα με τις ανάγκες της συγκεκριμένης εφαρμογής.

4. Κλασματική απόσταξη (Fractional distillation): Η κλασματική απόσταξη είναι μια διαδικασία κατά την οποία το νερό θερμαίνεται παράγοντας ατμό ο οποίος στη συνέχεια απομακρύνεται, αφήνοντας πίσω άλλα στοιχεία και άλατα. Αυτό μπορεί να μειώσει τη σκληρότητα του νερού.

Βασίζεται στον διαχωρισμό των συστατικών ενός διαλύματος με βάση τις διαφορετικές θερμοκρασίες βρασμού τους.

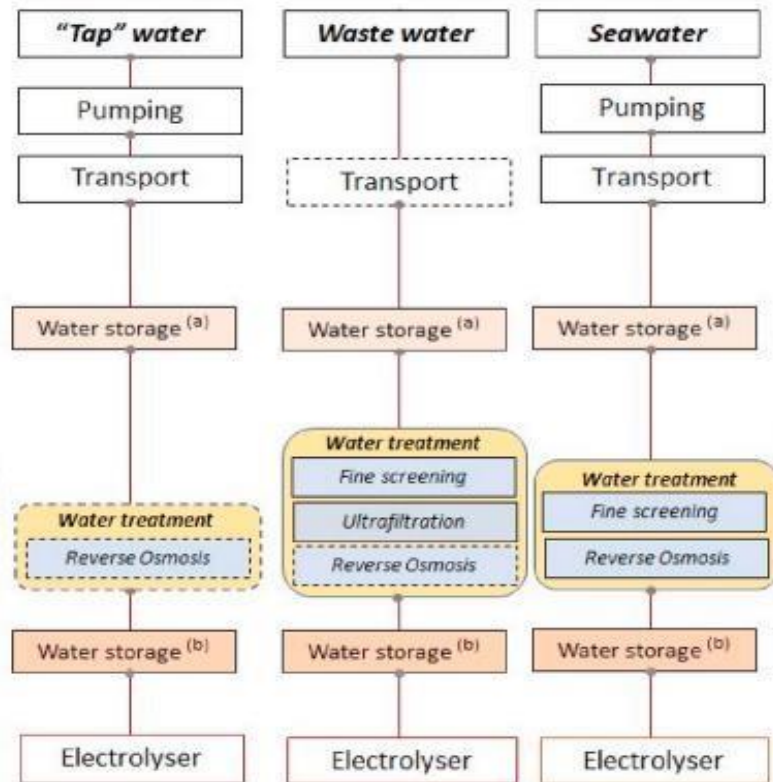
Πιο αναλυτικά κατά την κλασματική απόσταξη, το διάλυμα θερμαίνεται σε μια δεξαμενή και οι ατμοί που αναδύονται καταλαμβάνουν τον χώρο του αποστακτήρα. Έπειτα, οι ατμοί κρύνονται σε μια κεφαλή συλλογής, όπου συλλέγονται και συμπυκνώνονται προκειμένου να απομονωθούν τα διαφορετικά συστατικά. Διαφοροποιείται από την τυπική διαδικασία απόσταξης, όπου ο ατμός απομακρύνεται κεντρικά από το μείγμα. Αυτό επιτυγχάνεται με τη χρήση ενός ειδικού τύπου αποστακτήρα που διευθετεί την πίεση και τη θέση της εξαγωγής του ατμού, επιτρέποντας την απομάκρυνση των επιθυμητών ατμών.

Συνήθως, η κλασματική απόσταξη χρησιμοποιείται σε αποστακτήρες αναρροής όπου η κεφαλή συλλογής είναι τοποθετημένη έκκεντρα από τον άξονα περιστροφής του αποστακτήρα. Ωστόσο, στην περίπτωση αυτή, κατά τη διενέργεια της μεθόδου μπορεί να χρησιμοποιείται είτε συμπυκνωτής είτε έκκεντρη κεφαλή. Η επιλογή της κατάλληλης μεθόδου επαφίεται σε πολλούς παράγοντες, όπως ο βαθμός σκληρότητας του νερού, οι απαιτήσεις ποιότητας και οι οικονομικές δυνατότητες.

2.3.2 Νερό αποβλήτων-λύματα (wastewater)

Ο τομέας διαχείρισης υδάτινων λυμάτων δεν συνιστά απλώς την μονόπλευρη τροποποίηση των αποβλήτων προς κάποιο κύριο προϊόν, καθώς αναλόγως την εγκατάσταση μπορεί να παραχθεί ενέργεια και να ανακτηθούν συγκεκριμένες χημικές και οργανικές ενώσεις. Γενικά η επεξεργασία των αποβλήτων νερού είναι η διαδικασία αφαίρεσης ρύπων, μόλυνσης και άλλων επιβλαβών ουσιών από τα απόβλητα νερό, προκειμένου να γίνει ασφαλές για επαναχρησιμοποίηση ή απόθεση στο περιβάλλον. Η διαδικασία επεξεργασίας συνήθως περιλαμβάνει αρκετά στάδια, κάθε ένα από τα οποία στοχεύει σε συγκεκριμένους τύπους ρύπων.

Στοιχειομετρικά το νερό αποβλήτων χαρακτηρίζεται από την ευρύτερη απόκλιση κατά περίπτωση συγκριτικά με τους άλλους τύπους νερού. Για την παραγωγή ενός κιλού υδρογόνου είναι πιθανό, στο ευνοϊκότερο σενάριο (σχετικά καθαρότερα λύματα) να γίνει χρήση 15-20 κιλών νερού ενώ στο δυσμενέστερο (πολλές πολύπλοκες ρυπαντικές ουσίες) ίσως να φτάσει και τα 30 κιλά. Από άποψη ενεργειακού ισοζυγίου, η επεξεργασία και η τελική του ηλεκτρόλυση απορροφά τουλάχιστον 2,2kWh ανά κυβικό μέτρο ultrapure water [2]. Συνεπώς μέσω της διασύνδεσης μίας εγκατάστασης με ΑΠΕ, θα παρατηρούνταν μείωση της τιμής του υδρογόνου σε περιόδους υπερβάλλουσας παραγωγής ενέργειας. Με την εξάπλωση των ΑΠΕ είναι δεδομένο πως στα επόμενα έτη, ειδικά σε χώρες σαν την Ελλάδα θα σημειώνονται όλο και συχνότερα μηδενικές τιμές κιλοβατώρας, λόγω υπεραπόδοσης των ΑΠΕ.



Εικόνα 14: Στάδια επεξεργασίας νερού ανά πηγή τροφοδοσίας

Η φυσική επεξεργασία αποτελείται από τη διήθηση, την απόθεση ιζήματος και το φιλτράρισμα και έχει ως στόχο την απομάκρυνση στερεών ρύπων σε διάφορα στάδια.

Διήθηση: Αφαιρεί μεγάλα στερεά και άλλα σκουπίδια από τα απόβλητα νερό χρησιμοποιώντας διήθηση ή διατρητικά.

Απόθεση ιζήματος: Επιτρέπει σε συσταλμένα στερεά να κατακαθίσουν στον πάτο ενός δοχείου (δεξαμενή απόθεσης ιζήματος) μέσω της βαρύτητας, παράγοντας λάσπη που μπορεί να αφαιρεθεί.

Φιλτράρισμα: Διαβάζει τα απόβλητα νερό μέσα από διάφορα φίλτρα, όπως άμμο, χαλίκι ή ενεργό άνθρακα, για να αφαιρέσει μικρότερα στερεά.

Ακολούθως εφαρμόζεται η χημική επεξεργασία δηλαδή η παγίδευση μικρότερου μεγέθους ρύπων και η απολύμανση του νερού, μέσω της πρόσθεσης κατάλληλων χημικών ουσιών στην κάθε φάση. Χημικά όπως το θειικό άλας ή το χλωριούχο σίδηρο προστίθενται στο απόβλητο νερό για να δημιουργηθούν flocs, τα οποία βοηθούν στην παγίδευση αιωρούμενων σωματιδίων και ρυπαντών. Για την απολύμανση, χρησιμοποιούνται χημικοί απολυμαντικοί παράγοντες όπως το

χλώριο και το όζον (αλλά και η υπεριώδης ακτινοβολία) για να εξουδετερωθούν ή να απενεργοποιηθούν επιβλαβείς παθογόνοι μικροοργανισμοί (βακτήρια, ιοί, κλπ.) που υπάρχουν στα λύματα.

Η βιολογική επεξεργασία αποβλήτων αναφέρεται στην διεργασία ενεργού ιζήματος και στα βιολογικά φίλτρα. Τα λύματα εισέρχονται σε αεριζόμενα δοχεία και αναμιγνύονται με μικροβιακές καλλιέργειες (ενεργό ιζήμα) σε δεξαμενές αερισμού, όπου μικροοργανισμοί διασπούν οργανική ύλη και υλικά ρυπαντές. Όσον αφορά τα βιολογικά φίλτρα το υπό επεξεργασία νερό περνά διαμέσω φίλτρων που περιέχουν βιολογικά μέσα, τα οποία προκαλούν αναγωγή των οργανικών ουσιών.

Επόμενο στάδιο προηγμένης πλέον επεξεργασίας είναι το φιλτράρισμα μέσω ημιδιαπερατών μεμβρανών. Χρησιμοποιούνται ημιδιαπερατές μεμβράνες έτσι ώστε για να χωρίσει φυσικά τα ρυπογόνα από το νερό σε μικροσκοπικό επίπεδο. Συνήθεις μέθοδοι φιλτραρίσματος με μεμβράνες περιλαμβάνουν το μικροφίλτρο, το υπερφίλτρο, το νανοφίλτρο και την αντίστροφη ώσμωση. Επιπροσθέτως εφαρμόζονται και προηγμένες διαδικασίες οξειδωσης (AOPs) δηλαδή η έγχυση ισχυρών οξειδωτικών παραγόντων (όζον, υδρογόνο ή την υπεριώδη ακτινοβολία) για να διασπάσει ανθεκτικά οργανικά ρυπογόνα και φαρμακευτικά υπολείμματα στα απόβλητα νερό.

Ο ενδεδειγμένος καθαρισμός παρόλο που αποτελεί την προτεραιότητα των συστημάτων συνεπικουρείται από αξιοποίηση των υλικών και μάλιστα ταυτοχρόνως, γεγονός που καθιστά τις εφαρμογές τεχνοοικονομικά βιώσιμες και προσοδοφόρες. Ως αξιοποίηση πρακτικά εννοείται η δέσμευση χρήσιμων ουσιών μέσω των τεχνικών καθαρισμού των λυμάτων και η παραγωγή ενέργειας. Είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι όλες αυτές οι δραστηριότητες είναι οικολογικά επωφελείς και αφαιρούν από το αστικό/βιομηχανικό/αγροτικό ενεργειακό αποτύπωμα της περιοχής στην οποία εκτελούνται.

Η ανάκτηση πόρων δεν είναι αναγκαία μόνο για οικονομικά οφέλη, αλλά προλαμβάνει και συνέπειες που έπονται από την υπερβάλλουσα παρουσία θρεπτικών ουσιών στο έδαφος υποδοχής του νερού μετά τις διαδικασίες καθαρισμού. Τεχνικές όπως η βιολογική αφαίρεση θρεπτικών ουσιών (Biological Nutrient Removal) αφαιρούν την υπερβάλλουσα ποσότητα αζώτου και φωσφόρου κυρίως από το υπό επεξεργασία νερό για να αποτρέψουν το φαινόμενο που ονομάζεται ευτροφισμός (eutrophication). Ο ευτροφισμός ουσιαστικά είναι η υπερσυγκέντρωση θρεπτικών συστατικών στο νερό με αποτέλεσμα την μείωση της συγκέντρωσης του οξυγόνου και τελικά την αλλοίωση της βιοποικιλότητας.

Στο άλλο σκέλος η παραγωγή ενέργειας μέσω της αναερόβιας χώνευσης οργανικής λάσπης παράγει βιοαέριο (μεθάνιο), το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως ανανεώσιμη πηγή ενέργειας για θέρμανση ή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η αναερόβια χώνευση οργανικής λάσπης είναι μια διαδικασία στην οποία η οργανική ύλη που περιέχεται στη λάσπη διασπάται από μικροοργανισμούς σε ένα περιβάλλον χωρίς αέρα (αναερόβιο περιβάλλον), όπως σε ένα

ασφαλτούχο δοχείο ή απόφραξη. Κατά τη διάρκεια αυτής της διαδικασίας, οι μικροοργανισμοί διασπούν την οργανική ύλη παράγοντας διάφορα αέρια, μεταξύ των οποίων περιλαμβάνεται και το βιοαέριο.

Το βιοαέριο αποτελείται κυρίως από μεθάνιο (περίπου 50% - 70%) και διοξείδιο του άνθρακα (περίπου 30% - 50%), μαζί με μικρότερες ποσότητες άλλων αερίων όπως το άζωτο, το υδρογόνο και το αμμωνία. Το μεθάνιο είναι το βασικό συστατικό του βιοαερίου και αποτελεί πολύτιμη πηγή ενέργειας. Όταν το βιοαέριο παράγεται μέσω της αναερόβιας χώνευσης οργανικής λάσπης, μπορεί να συλλεχθεί και να χρησιμοποιηθεί ως ανανεώσιμη πηγή ενέργειας.

Το μεθάνιο μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε πολλούς τρόπους για την παραγωγή ενέργειας. Ένας κοινός τρόπος είναι η χρήση του για θέρμανση, είτε σε θερμαντήρες είτε σε εγκαταστάσεις θέρμανσης. Επιπλέον, το μεθάνιο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω γεννητριών ηλεκτρικής ενέργειας που λειτουργούν με καύση. Αυτή η διαδικασία μετατρέπει την ενέργεια που περιέχεται στο μεθάνιο σε ηλεκτρική ενέργεια που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να τροφοδοτήσει διάφορες ηλεκτρικές συσκευές και συστήματα.

Η αποτελεσματική επεξεργασία αποβλήτων νερού απαιτεί συνδυασμό αυτών των μεθόδων επεξεργασίας που προσαρμόζονται στα συγκεκριμένα χαρακτηριστικά των αποβλήτων νερού και την επιθυμητή ποιότητα του επεξεργασμένου νερού. Οι κανονιστικές προδιαγραφές, οι περιβαλλοντικές σκέψεις και οι οικονομικές παράμετροι επηρεάζουν επίσης την επιλογή και τον σχεδιασμό των συστημάτων επεξεργασίας αποβλήτων νερού.

Ο δείκτης που ονομάζεται Biochemical Oxygen Demand (BOD) θεωρείται διαχρονικά πολύ χρήσιμος όσον αφορά τον τομέα της επεξεργασίας λυμάτων καθώς μετρά την ποσότητα του οξυγόνου που απαιτείται για να αποικοδομήσουν βιολογικά τα οργανικά ρυπαντικά που περιέχονται στο νερό. Αυτός ο δείκτης δίνει μια εκτίμηση του βαθμού στον οποίο οι μικροοργανισμοί μπορούν να διασπάσουν τα οργανικά ρυπογόνα και να απορροφήσουν το διαθέσιμο οξυγόνο στο νερό. Η μέτρηση του BOD συνήθως γίνεται μετά από μια περίοδο που ονομάζεται BOD₅, όπου το δείγμα νερού αποθηκεύεται σε θερμοκρασία 20°C και αναλύεται για τον υπολογισμό του BOD μετά από πέντε μέρες.

Οι γενικές βιολογικές αντιδράσεις που συμβαίνουν κατά την μέτρηση είναι οι ακόλουθες :

Οργανικό φορτίο (σε περιβάλλον με βακτήρια, O₂) → CO₂ + Βακτηριακά κύτταρα

CO₂ + Βακτηριακά κύτταρα (σε περιβάλλον με πρωτόζωα, O₂) → Πρωτοζωικά κύτταρα

Το οργανικό φορτίο των αποβλήτων, χρησιμοποιείται από τους μικροοργανισμούς, σαν θρεπτικό υπόστρωμα ενώ το νερό αραιώσης παρέχει το απαιτούμενο οξυγόνο για τις βιοαντιδράσεις. Η πρωτογενής αντίδραση περιλαμβάνει τον μεταβολισμό του οργανικού υλικού από τα βακτήρια με κατανάλωση του διαλυμένου οξυγόνου - εκλύοντας ταυτόχρονα CO₂ - καθώς επίσης και μεγάλη αύξηση του πληθυσμού των βακτηρίων.

Η δευτερογενής αντίδραση είναι μια αντίδραση βοράς των βακτηρίων από τα πρωτόζωα με χρήση διαλυμένου οξυγόνου. Στις συνθήκες μέτρησης του BOD η δευτερογενής αντίδραση δεν προλαβαίνει να αναπτυχθεί, λόγω του μικρού χρόνου επώασης και επιπλέον της ταχείας μείωσης της συγκέντρωσης του διαλυμένου οξυγόνου υπό του ορίου ανάπτυξης των πρωτόζωων. Ενδεικτικά διάφορες τιμές BOD για υγιή και μη συστήματα υδάτων:

1. Χαμηλή Τιμή BOD (Λιγότερο από 2 mg/L):

Το νερό είναι καθαρό και έχει μικρή οργανική ρύπανση. Τα υδάτινα οικοσυστήματα είναι υγιή και δεν υπάρχει σημαντική επίδραση στην ποιότητα του νερού.

2. Μέτρια Τιμή BOD (Μεταξύ 2 mg/L και 10 mg/L):

Υπάρχει μέτρια συγκέντρωση οργανικών ρυπογόνων στο νερό. Μπορεί να προκαλέσει μια μέτρια μείωση του οξυγόνου στο υδάτινο σύστημα, που μπορεί να επηρεάσει τα υδρόβια είδη και την οικολογική ισορροπία.

3. Υψηλή Τιμή BOD (Πάνω από 10 mg/L):

Υπάρχει υψηλή συγκέντρωση οργανικών ρυπογόνων στο νερό. Μπορεί να οδηγήσει σε ασφυξία των υδάτων λόγω της υψηλής κατανάλωσης οξυγόνου από τους μικροοργανισμούς που αποικοδομούν τα ρυπογόνα. Ενδεχόμενες σοβαρές επιπτώσεις στην υγεία των υδρόβιων ειδών και στην ποιότητα του υδάτινου οικοσυστήματος.

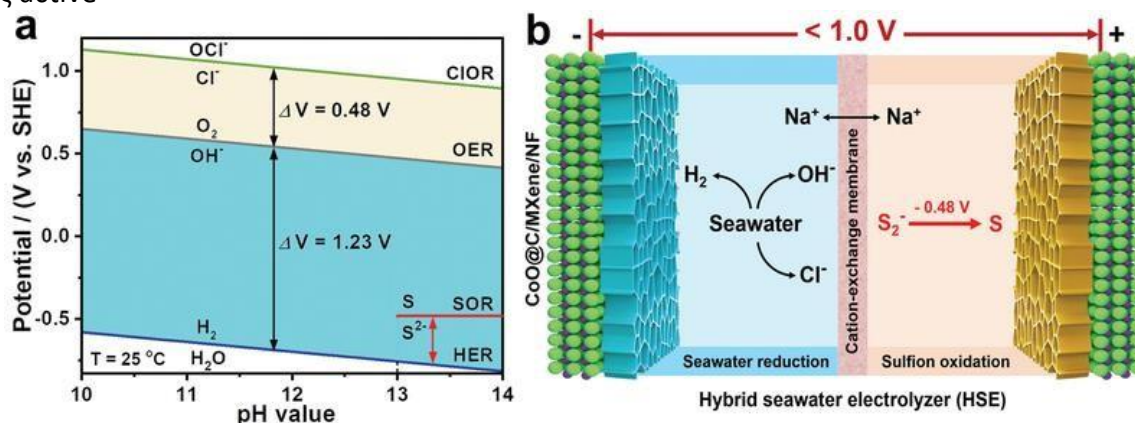
Η αξιοπιστία και η χρησιμότητα του δείκτη BOD αποτελεί αδιαμφισβήτητη παραδοχή στον κλάδο της επεξεργασίας αποβλήτων, ωστόσο ενστάσεις υπάρχουν στην σπατάλη χρόνου (5 ημέρες) για να διεξαχθεί η τελική τιμή και το συμπέρασμα του πειράματος. Επιπλέον η προκαθορισμένη σύσταση του εξεταζόμενου δείγματος νερού είναι ακόμα ένας παράγοντας που περιορίζει την ευελιξία των μετρήσεων. Λόγω των παραπάνω έχουν ξεκινήσει να εξελίσσονται και να εντάσσονται σε έρευνες ηλεκτροχημικοί βιοαισθητήρες²³ (EBS) βασισμένοι στην βιοάνοδο και στη γραμμική βολταμετρική σάρωση²⁴. Οι βιοαισθητήρες είναι ικανοί σε 2 με 3 λεπτά να εξάγουν μια εκτίμηση για τον δείκτη BOD σε τεχνητά και πραγματικά απόβλητα με αποκλίσεις περίπου 5-15%. Είναι βασικής σημασίας να αναφερθεί πως λειτουργούν αρχικά σε εύρος 4-160 mg/L⁻¹, το οποίο όμως γίνεται να διευρυνθεί με αραίωση του δείγματος. Μια εκτεταμένη διείσδυση βιοηλεκτρικών αισθητήρων θα παρείχε πρώτα από όλα αδιάκοπη και ακολούθως εύστοχη και αξιόπιστη παρακολούθηση και παρατήρηση των χαρακτηριστικών της ροής αποβλήτων στις μονάδες επεξεργασίας.[16] (Zhang et al., 2024).

²³ Οι ηλεκτροχημικοί βιοαισθητήρες (EBS) είναι αυτόνομες συσκευές ανάλυσης δεδομένων, στις οποίες ένα στοιχείο βιολογικής αναγνώρισης βρίσκεται σε άμεση επαφή με ένα στοιχείο ηλεκτροχημικής μεταγωγής για να επιτρέψει την ακριβή και ειδική ανίχνευση δεδομένων.

²⁴ Η βολταμετρία είναι μια κατηγορία ηλεκτροαναλυτικών μεθόδων που χρησιμοποιούνται στην αναλυτική χημεία και σε διάφορες βιομηχανικές διεργασίες. Στην βολταμετρία, οι πληροφορίες για μια αναλυόμενη ουσία λαμβάνονται με τη μέτρηση του ρεύματος καθώς το δυναμικό μεταβάλλεται.

2.3.3 Θαλασσινό Νερό - Αφαλάτωση (Sea Water- Desalination)

Η ηλεκτρόλυση θαλασσινού νερού θεωρείται πολλά υποσχόμενη κατεύθυνση όσον αφορά την παραγωγή υδρογόνου στο μέλλον. Εγείρονται ερωτήματα, ασφαλώς, για τα εμπόδια που εμφανίζονται όπως το κόστος της αφαλάτωσης αλλά και της διάβρωσης λόγω του χλωρίου στην άνοδο του ηλεκτροκαταλύτη. Συνήθως, η ηλεκτρόλυση του νερού απαιτεί γλυκό νερό για να εξασφαλιστεί η υψηλή απόδοση και η ασφάλεια της παραγωγής υδρογόνου. Ωστόσο, το γλυκό νερό αντιπροσωπεύει μόνο λιγότερο από το 4% όλων των υδατικών πόρων στη γη. Επομένως, οι εκτεταμένες εγκαταστάσεις ηλεκτρόλυσης μπορούν να επιδεινώσουν τη σοβαρή έλλειψη γλυκού νερού σε ορισμένες περιοχές. Συγκριτικά με το γλυκό νερό, το θαλασσινό - κατά την περιπλοκότερη ηλεκτρόλυσή του- έχει χαμηλότερη αποδοτικότητα λόγω διάφορων φαινομένων όπως active



Εικόνα 15: Pourbaix diagram of SOR, HER, OER, and ClOR under alkaline conditions (researchgate.net)

sitepoisoning²⁵, οξείδωση και διάβρωση από παρουσία χλωριδίου, δημιουργία αδιάλυτων κατακρημνισμάτων υδροξειδίων βαρέων μετάλλων.

Λόγω της διαδικασίας της αφαλάτωσης, η χρήση του θαλασσινού νερού για παραγωγή υδρογόνου αποτελεί την ακριβότερη επιλογή. Και από άποψη στοιχειομετρίας, που τουλάχιστον δεν επηρεάζει το περιβάλλον λόγω αφθονίας, και λόγω ενεργειακής κατανάλωσης, καθώς τα μεγαλύτερα ποσά (CAPEX και OPEX) καταγράφονται και θα συνεχίσουν να καταγράφονται στην ηλεκτρόλυση με θαλασσινό νερό. Αρχικά, απαιτείται υπερδιπλάσιο νερό τροφοδοσίας για την παραγωγή ultrapurε νερού σε σχέσεις με τους άλλους τύπους, γεγονός που συμπαρασύρει και τα λειτουργικά κόστη. Τελικά, ενεργειακά καταλήγουμε σε 3,5 φορές αυξημένη κατανάλωση καθώς

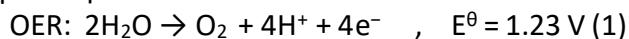
²⁵Φαινόμενο αντίδρασης ουσιών που εμπιέρονται στο θαλάσσιο νερό με τα υλικά των καταλυτών, με αποτέλεσμα τη μείωση δραστηριότητας (δεν επιταχύνουν την ηλεκτρόλυση) εκείνων των σημείων

για την παραγωγή 1 κυβικού μέτρου ultrapure νερού είναι απαραίτητο να δαπανηθούν 7kWh . Η ηλεκτρόλυση ενός κυβικού μέτρου νερού απαιτεί 5000kWh, επομένως οι συνολικές διαφορές μεταξύ των μεθόδων αν εξεταστούν ως μέθοδοι ηλεκτρόλυσης συνολικά είναι 0.1%, ενώ αν ενταχθούν σε water purification πλαίσιο έχουν 300-350% διαφορά.

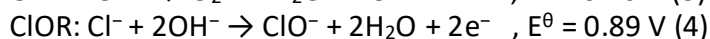
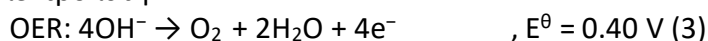
Η διαδικασία αυτή αναλύεται σε δύο αντιδράσεις σε άνοδο και κάθοδο. Οι δύο αντιδράσεις που λαμβάνουν χώρα στην άνοδο και στην κάθοδο είναι οι OER (Oxygen Evolution Reaction) και HER (Hydrogen Evolution Reaction) αντίστοιχα. Η OER συνιστά μια αργή αντίδραση, ουσιαστικά μεταφοράς ηλεκτρονίων, η οποία μεταβάλλει σε καίριο βαθμό την απόδοση του συστήματος ηλεκτρόλυσης. Επιτακτικής ανάγκης επομένως καθίσταται η εξέλιξη της τεχνολογίας των ηλεκτροκαταλυτών, με στόχο την προώθηση της επιτάχυνσης της OER στα πλαίσια της ανταρχής σε διάβρωση και της επιβράδυνσης παράπλευρων ανασταλτικών αντιδράσεων.

Η κύρια παράπλευρη αντίδραση που θα αναλυθεί είναι η ClOR (Chloride Oxidation Reaction) και θα μπορούσε να χαρακτηριστεί ως ανταγωνιστική της OER στην περιοχή της ανόδου. Η OER είναι αντίδραση τεσσάρων ηλεκτρονίων ενώ η ClOR δύο ηλεκτρονίων και επηρεάζονται άμεσα σε ηλεκτροχημικό επίπεδο (δυναμικό ισορροπίας) από την οξύτητα των παρόντων ηλεκτροκαταλυτών. Έτσι παρατηρούνται οι εξής διαφορές αναλόγως το pH :

Σε **όξινο** ηλεκτρολύτη :

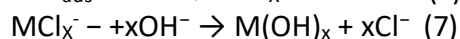
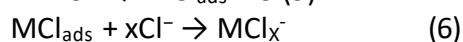


Σε **αλκαλικό** ηλεκτρολύτη :



Αναλύοντας την ανταγωνιστική αντίδραση ClOR, το χλώριο εμφανίζεται κάτω από οξύτητα διαλύματος με pH=3.0 ενώ το υποχλωριώδες οξύ σχηματίζεται σε pH = 3.0-7.5. Η διαφορά δυναμικού μεταξύ των δύο αντιδράσεων για pH 7.5–14.0 (~ 0.48 V) είναι μεγαλύτερη από ότι για pH 0–7.5 (< 0.48 V), γεγονός από το οποίο συμπεραίνουμε πως είναι ωφέλιμη για την OER σε θαλασσινό νερό. Παρόλο που η αντίδραση OER θερμοδυναμικά υπερिशύει της ClOR, δυναμικά μειονεκτεί καθώς αφορά τέσσερα ηλεκτρόνια έναντι δύο. Δύο στρατηγικές προς την ενίσχυση της OER είναι η ενίσχυση της κινητικής της με ταυτόχρονη αποδυνάμωση της κινητικής της ClOR.

Συγκρινόμενη με την OER και την ClOR, η αντίδραση διάβρωσης συνιστά άλλη μια σημαντική διεργασία που χρίζει αντιμετώπισης. Λόγω της ισχυρής διαβρωτικότητας της υψηλής συγκέντρωσης Cl⁻, οι υπάρχοντες ηλεκτρολύτες μετατρέπονται λόγω αυτής σε διαλυτά MCl_x ή σε μη διαλυτά M(OH)_x μόρια.



Η αντίδραση της διάβρωσης καταστρέφει ανεπανόρθωτα την δομή των OER ηλεκτροκαταλυτών, υποβαθμίζοντας αισθητά τον χρόνο αποδοτικής λειτουργίας τους. Η κραμάτωση ατόμων μετάλλων σε απλούς ηλεκτρολύτες έχει δείξει αξιοσημείωτα αποτελέσματα στη βελτίωση των εγγενών δραστηριοτήτων OER διευκολύνοντας την κινητική της OER. Η διαμόρφωση δομής ηλεκτρονίων επιτυγχάνει βελτιστοποίηση των προσρόφητικων ενδιάμεσων που περιέχουν οξυγόνο, και το ενεργειακό φράγμα του βήματος καθορισμού ρυθμού (RDS²⁶) αντίδρασης.[17] (Jiang et al., 2024)

Μία άλλη μέθοδος προς την ίδια κατεύθυνση, είναι η ενίσχυση της κινητικότητας της OER με ένα ή δυο (αναλόγως το στοιχείο) κατιόντα σιδήρου (Fe), κοβαλτίου (Co), νικελίου (Ni), χρωμίου (Cr), μολυβδαινίου (Mo) , μόλυβδου (Pb), and ρουθηνίου (Ru), καθώς ελαττώνοντας την ηλεκτραρνητικότητα βελτιστοποιεί την κινητικότητα στην αντίδραση OER. Παρόμοια επίδραση έχει και η ενίσχυση μέσω ανιόντων βορείου (B), φωσφόρου (P) και θείου (S), λόγω μεγαλύτερης δυνατότητας μεταφοράς ηλεκτρονίων. Μετατρέπει ουσιαστικά οξείδια και υδροξείδια μετάλλων σε δραστικούς καταλύτες για την OER. [18] (Zhang et al., 2024). Παρατίθενται διάφορα παραδείγματα συνδυασμών καταλυτών και ηλεκτροκαταλυτών στην εικόνα που ακολουθεί.

²⁶Rate Determining Step (RDS): Το βήμα-στάδιο του μηχανισμού της αντίδρασης με την μεγαλύτερη απαιτούμενη ενέργεια έναρξης-ενεργοποίησης (το πιο αργό στάδιο)και επομένως με την μεγαλύτερη επίδραση στην μεταβολή του ρυθμού της συνολικής αντίδρασης

Advanced OER electrocatalysts for efficient seawater oxidation.

Strategy	Electrocatalysts	Electrolyte	Overpotential (mV)
Improving OER kinetics	HCl-c-NiFe	1.0 M KOH + 0.5 M NaCl	η_{100} of 178
	NiIr-LDH	1 M KOH+ Seawater	η_{500} of 361
	(NiFeCoV) ₂ S ₂	Nature seawater	η_{100} of 299
	Cr-Co _x P	1 M KOH+ Seawater	η_{100} of 334
	Co _{3-x} Pd _x O ₄	1 M PBS + 0.5 M NaCl	η_{10} of 370
	Ru SAs-MoO _{3-x} /NF	1 M KOH + Seawater	η_{100} of 321
	RuNi-Fe ₂ O ₃ /IF	1 M KOH + Seawater	η_{1000} of 497
	Fe _{0.01} &Mo-NiO	1 M KOH+ Seawater	η_{10} of 211
	CNC-MS	1 M KOH + 0.5 M NaCl	/
	B-MnFe ₂ O ₄ @MFOC	Seawater	η_{100} of 330
	NiFeP	1.0 M KOH + Seawater	η_{100} of 129
	Fe-NiSOH	1 M KOH+0.5 M NaCl	η_{500} of 311
	S-(Ni,Fe)OOH	1 M KOH + Seawater	η_{100} of 300
	MnCo/NiSe	1.0 M KOH + 0.5 M NaCl	η_{1000} of 460.2
	FeO _x -Ni ₃ S ₂ @NF	1.0 M KOH + 0.5 M NaCl	η_{200} of 470
	Ni ₂ P-Fe ₂ P/NF	1 M KOH+ Seawater	η_{100} of 305
	NiCoHPi@Ni ₃ N/NF	1 M KOH + Seawater	η_{100} of 396
	Fe(Cr)OOH/Fe ₃ O ₄ /NF	1 M KOH + Seawater	η_{500} of 278
	CeO _{2-x} @CoFe LDH/NF	1.0 M KOH + 0.5 M NaCl	η_{100} of 211
	FNE300	1 M KOH + Seawater	η_{1000} of 658
	N-CDs/NiFe-LDH/NF	1 M KOH+0.5 M NaCl	η_{10} of 285
	Ni(OH) ₂ TCNQ/GP	1.0 M KOH + Seawater	η_{100} of 382
	Lowering CIOR kinetics	Cr ₂ O ₃ -CoO _x	Seawater
Partially Crystalline NiFe-LDHs		1 M KOH + Seawater	η_{500} of 257
Strengthening corrosion resistance	Ru ₂ Co ₁ BO-350	1.0 M KOH + 0.5 M NaCl	η_{10} of 219
	RuMoNi	1.0 M KOH + Seawater	η_{10} of 245
	NiMoS _x @NiFe-LDH/NF	1 M KOH + Seawater	η_{500} of 297
	N-NiMo ₃ P	Nature seawater	η_{10} of 346
	NiFeSP	1.0 M KOH + 0.5 M NaCl	η_{10} of 174
	BZ-NiFe-LDH/CC	1.0 M KOH + Seawater	η_{500} of 610
	CoP _x @FeOOH	1.0 M KOH + Seawater	η_{500} of 354
GDY/RhO _x /GDY	1.0 M KOH + 0.5 M NaCl	η_{10} of 193	

Εικόνα 1: Πίνακας συνδυασμών ηλεκτροκαταλυτών

Ενδιαφέρον παρουσιάζεται και σε εφαρμογές αφαλάτωσης συσχετιζόμενες με την παραγωγή υδρογόνου, καθώς εκτός από την κυρίαρχη μέθοδο σταδιακής αφαλάτωσης με ατμό (Multistage Flash Desalination²⁷) η οποία καταλαμβάνει μερίδιο αγοράς 60% και φτάνει τοπικά έως 80% [19] (Borsani & Rebagliati, 2005), υπάρχουν πλέον κι άλλες αναδυόμενες μέθοδοι και παραλλαγές αυτών. Οι πιο διαδεδομένες τεχνικές αφαλάτωσης είναι οι εξής:

1. Αφαλάτωση με **αντίστροφη ώσμωση (Reverse Osmosis - RO)**: Σε αυτήν τη διαδικασία, το θαλάσσιο νερό περνά μέσα από μία μεμβράνη διαπερατή μόνο από το νερό, κατακρατώντας ιόντα και άλλα σωματίδια. Τα άλατα και τα άλλα στοιχεία αποβάλλονται. [20] (J. Kim et al., 2019)
2. Αφαλάτωση με **αντιμικροβιακές μεμβράνες**: Μέθοδος χρησιμοποιεί μια μεμβράνη με ειδική επίστρωση που δρα ενάντια σε μικροοργανισμούς όπως οι βακτήρια, παρακρατώντας τα άλατα, και εξάγοντας καθαρό νερό.

²⁷Η διαδικασία Multistage Flash Desalination - MSF) είναι μια από τις παλαιότερες και πιο κλασικές μεθόδους αφαλάτωσης. Το αλμυρό νερό θερμαίνεται και μετατρέπεται σε ατμό. Ο ατμός στη συνέχεια ψύχεται γρήγορα από ένα κρύο ρευστό ή αέρα, καθώς ο ατμός ψύχεται, συμπυκνώνεται. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται σε πολλαπλά στάδια, κάθε ένα από τα οποία είναι συνήθως σε διαφορετικά επίπεδα θερμοκρασίας, για την πιο αποτελεσματική απομάκρυνση του αλατιού.

3. Αφαλάτωση με **προσθήκη χημικών αφαλατωτών**: Η μέθοδος περιλαμβάνει την εισαγωγή συγκεκριμένων χημικών, όπως αργίλιο ή ασβέστιο, σε αλμυρό νερό. Αυτά τα χημικά διευκολύνουν τη συσσωμάτωση με αυτά ή την κατακρήμνιση των αλάτων και άλλων σωματιδίων που υπάρχουν στο νερό. Μετά την προσθήκη τους, τα αιωρούμενα σωματίδια καθιζάνουν στον πυθμένα της δεξαμενής. Το επεξεργασμένο νερό, πλέον με μειωμένη αλμυρότητα και ακαθαρσίες, υφίσταται περαιτέρω επεξεργασία ή φιλτράρισμα για να διασφαλιστεί ότι η ποιότητά του ανταποκρίνεται στα επιθυμητά πρότυπα για πόσιμο νερό. Αυτή η μέθοδος μπορεί να είναι εξαιρετικά αποτελεσματική σε περιοχές όπου άλλες τεχνολογίες αφαλάτωσης δεν είναι εφικτές, αλλά χρίζει προσεκτικής παρακολούθησης της χρήσης χημικών για τη μείωση του περιβαλλοντικού αντικτύπου.

4. Αφαλάτωση με **πρόσθεση ατμών**: Όπως στη διαδικασία MSF το αλμυρό νερό θερμαίνεται σε ένα δοχείο-δεξαμενή ώσπου να εξατμιστεί. Η διαφορά είναι η χρήση ατμού και όχι αντιστάσεων θέρμανσης. Το εξατμιζόμενο νερό επανασυμπυκνώνεται μέσω εισαγωγής του σε εναλλάκτες θερμότητας και αποθηκεύεται σε ξεχωριστό δοχείο. Προφανώς, υπάρχει δυνατότητα εφαρμογής πολλών βαθμίδων μέχρι την επιθυμητή καθαρότητα.

Εναλλακτικά σχέδια βελτιστοποίησης των εγκαταστάσεων αφαλάτωσης με σημαντικό οικονομικό και οικολογικό πρόσημο έχουν παρουσιαστεί πρόσφατα με καινοτόμες τεχνικές, μέσω των οποίων και το παραγόμενο νερό γίνεται λιγότερο κοστοβόρο. Επιπλέον, αναδύονται δυνατότητες σύμπλεξης συστημάτων αφαλάτωσης με τον κλάδο της άμεσης και έμμεσης παραγωγής ενέργειας.

Συνδυασμός μεθόδων και ανάκτηση θερμότητας σε υψηλή αλμυρότητα

Οι μονάδες αφαλάτωσης θαλασσινού νερού χρησιμοποιούν αντίστροφη ώσμωση (RO) σε συνθήκες υψηλής θερμοκρασίας και υψηλής αλμυρότητας, όπως στη Μέση Ανατολή. Έχει αξιολογηθεί τεχνοοικονομικά υπό συνθήκες υψηλής αλμυρότητας ένα υβριδικό σύστημα ώσμωσης/κρυσταλλοποίησης/αντίστροφης ώσμωσης (FO/Cry/RO²⁸), του οποίου τα αποτελέσματα χρησιμοποιήθηκαν στη συνέχεια για να συγκριθεί το ειδικό κόστος νερού (SWC²⁹), η ειδική κατανάλωση ενέργειας (SEC³⁰), η ανάκτηση και η ποιότητα του νερού της υβριδικής διαδικασίας με συμβατικές μεθόδους.

Η υβριδική διαδικασία FO/Cry/RO πέτυχε υψηλότερη ανάκτηση με χαμηλότερο SWC και SEC όσο αυξανόταν η συγκέντρωση αλάτων στην τροφοδοσία σε σύγκριση με τη συμβατική διαδικασία αντίστροφης ώσμωσης, λόγω της χρήση ανεκμετάλλευτης-απορριπτόμενης θερμότητας

Τα αποτελέσματα αυτής της μελέτης απέδειξαν ότι το προτεινόμενο υβριδικό σύστημα υπερέβη τη συμβατική διαδικασία RO τόσο ως προς την ενεργειακή αποδοτικότητα όσο και ως προς την

²⁸Forward Osmosis/ Crystallization/ Reverse Osmosis

²⁹Specific Water Cost

³⁰Specific Energy Consumption

αποδοτικότητα κόστους για την αφαλάτωση θαλασσινού νερού υπό συνθήκες υψηλής θερμοκρασίας και υψηλής αλμυρότητας.

Οξείδωση κατεχόλης- hybrid cell

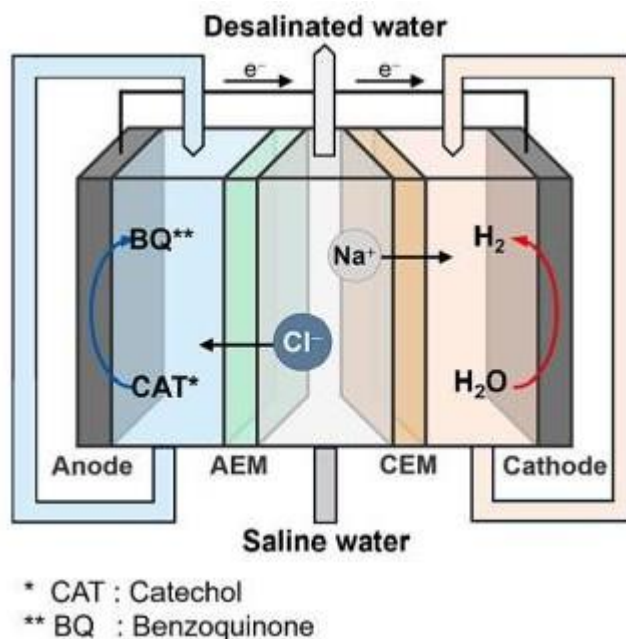
Το πράσινο υδρογόνο έχει τραβήξει σημαντική προσοχή λόγω των ενεργειακά αποδοτικών και οικολογικών του γνωρισμάτων. Ωστόσο, εφόσον η συμβατική εγκατάσταση ηλεκτρόλυσης νερού έχει μοιραία μειονεκτήματα λόγω του υψηλού κόστους και των απαιτήσεων σε ενέργεια, υιοθετούνται διάφορες προσεγγίσεις για την αύξηση της ενεργειακής του απόδοσης. Για παράδειγμα έχει σχεδιαστεί και παρουσιαστεί ένα νέο υβριδικό σύστημα [21](Kim et al., 2024) για την παραγωγή πράσινου υδρογόνου, αντικαθιστώντας την OER με την ηλεκτροχημική οξείδωση της κατεχόλης³¹ (CAT). Η κατεχόλη είναι ένα ρυπογόνο που παράγεται από διάφορες βιομηχανίες και απαιτεί περαιτέρω επεξεργασία λόγω της τοξικότητάς του προς τον άνθρωπο και το περιβάλλον.

Συνεπώς, για να διευκολυνθεί η αποσύνθεση του CAT και να αυξηθεί η ενεργειακή απόδοση, τα pH του ανοδικού υγρού (περιέχοντας CAT) και του καθοδικού υγρού ρυθμίστηκαν σε αλκαλικές και όξινες τιμές, αντίστοιχα. Δύο είδη μεμβρανών ανταλλαγής ιόντων (IEMs³²) συνδυάζονται για να “διαχωρίσουν” το υβριδικό κελί σε τρία μέρη. Το διάλυμα NaCl (θαλασσινό νερό) εισάγεται μεταξύ των IEMs.

Ως αποτέλεσμα, το υβριδικό σύστημα παρήγαγε 3,75 mW/cm² ηλεκτρικό ρεύμα, ενώ παρήγαγε παράλληλα πράσινο υδρογόνο με ρυθμό παραγωγής υδρογόνου 4,2 mL/h και αφαίρεσε ιόντα από το διάλυμα NaCl με υψηλό ρυθμό αφαλάτωσης 0,46 mg/cm²•min.

³¹ Η κατεχόλη είναι αρωματική οργανική ένωση με μοριακό τύπο C₆H₆O₂, αν και συχνά παριστάνεται πιο αναλυτικά, ως o-C₆H₄(OH)₂. Αποτελεί την ορθο-ισομερή, από τις τρεις ισομερείς βενζοδιόλες, που ανήκουν στις διφαινόλες.

³²Ion Exchange Membranes



Εικόνα 16: Υβριδική κυψέλη οξειδωσης κατεχόλης και OER

Ενέργεια θαλάσσιων ρευμάτων

Μία άλλη δημοσίευση βασισμένη στη χρήση της ενέργειας των θαλάσσιων ρευμάτων στοχεύει στην παροχή ενέργειας και πόσιμου νερού σε νησιωτικές και απομακρυσμένες περιοχές. Σε αυτήν τη μελέτη προτάθηκε ένα ολοκληρωμένο σύστημα αφαλάτωσης θαλασσινού νερού και παραγωγής υδρογόνου που λειτουργεί με ενέργεια από θαλάσσια ρεύματα [22](Ren et al., 2024). Σχεδιάστηκαν τέσσερις τρόποι λειτουργίας και ο αντίστοιχος έλεγχος εκκίνησης-διακοπής και ανίχνευσης του σημείου μέγιστης ισχύος (MPPT³³) για την επίτευξη ορθής κατανομής ενέργειας μεταξύ των δύο φορτίων (συστήματα αφαλάτωσης και υδρογόνου).

Λαμβάνοντας υπόψη τις συχνές διακυμάνσεις λόγω τους ημιτονοειδούς χαρακτήρα της ενέργειας των θαλάσσιων ρευμάτων, σχεδιάστηκε ένα ομαλό ξεκίνημα για τα στοιχεία αφαλάτωσης αντίστροφης ώσμωσης, για τον περιορισμό απότομων αλλαγών στην πίεση και στο ρυθμό τροφοδοσίας. Σε προσομοίωση κατά τη διάρκεια των 6 ωρών της ροής, το σύστημα αφαλάτωσης παρήγαγε συνολικά 841,77 L γλυκού νερού, ενώ ο ηλεκτρολύτης παρήγαγε 1038,5

³³Maximum Power Point Tracking

SL³⁴ υδρογόνου και κατανάλωσε 0,95 L νερού. Η ειδική κατανάλωση ενέργειας του συστήματος αφαλάτωσης ήταν 2,03 kWh/m³..

Παρακάτω συγκεντρώνονται όλα τα στοιχεία όσον αφορά την ενεργειακή κατανάλωση, την στοιχειομετρία και τα κόστη για την επεξεργασία του νερού ανά πηγή τροφοδοσίας. Στα πεδία της στοιχειομετρίας, στην τρίτη στήλη, δίνονται δύο τιμές για κάθε σενάριο ενώ στα υπόλοιπα πεδία αναγράφονται οι τιμές που βρέθηκαν από σχετική ειδική βιβλιογραφία σε εύρη. [23] (Garrido- Baserba et al., 2018)

Πίνακας 2: Συνολικός απολογισμός για 3 σενάρια τροφοδοσίας (9.1 λίτρα ιδεατή αναλογία απιονισμένου H₂O προς 1kgH₂, 20 λίτρα ρεαλιστική προσέγγιση)

Πηγή Τροφοδοσίας	Ειδ.Ενεργ. Κατανάλωση Επεξεργασίας (kWh/m ³)	Απαιτούμενο H ₂ O (m ³) για 1m ³ ultrapure water	Απαιτούμενο H ₂ O (λίτρα) για 1kgH ₂	CAPEX (€/m ³)	OPEX (€/m ³)
Tap Water	0.8-1.5	1.4	12.74-28	1.574-1.825	1.347-1.910
Waste Water	2.2-2.8	1.5	13.65-30	1.544-2.981	1.585-1.785
Sea Water	3.5-4.5	3.3	30.03-66	4.648	4.183

³⁴Standardliters:είναι μια μονάδα μέτρησης για τον όγκο υδρογόνου που λαμβάνει υπόψη τις συνθήκες θερμοκρασίας και πίεσης. Συνήθως, το υδρογόνο μετριέται σε στάνταρ συνθήκες (STP), οι οποίες είναι στους 0 βαθμούς Κελσίου και στην ατμοσφαιρική πίεση.

3. Μεθοδολογία

3.1 Οριακές Συνθήκες Μελέτης-Περιγραφή εγκατάστασης

3.1.1 Τεχνικά χαρακτηριστικά εγκατάστασης φωτοβολταϊκών και ηλεκτρολύτη

Ως αντικείμενο μελέτης και ανάλυσης επιλέχθηκε ένα υπάρχον φωτοβολταϊκό πάρκο στον Νομό Αρκαδίας με ισχύ 39MW της ΔΕΗ Ανανεώσιμες, με όλες τις μετρήσεις να προκύπτουν από ιστορικά δεδομένα παραγωγής ισχύος ανά ώρα των ετών 2019-2023. Ο χρόνος ζωής του συστήματος ορίζεται στα 25 έτη και το επιτόκιο αναγωγής στο 5%.

Σκοπός της ανάλυσης είναι :

α) η τεχνοοικονομική αξιολόγηση της παραγωγής πράσινου υδρογόνου μεγάλης κλίμακας με βάση την διαθέσιμη ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια από το υπάρχον φωτοβολταϊκό πάρκο και β) η βέλτιστη διαστασιολόγηση του συστήματος για την ελαχιστοποίηση του σταθμισμένου κόστους παραγωγής υδρογόνου μέσω ανάλυσης ευαισθησίας.

Αρχικά μελετάται η διασύνδεση του φωτοβολταϊκού πάρκου με έναν ηλεκτρολύτη PEM της τάξης των 10MW υπό τον περιορισμό ότι το σύστημα ηλεκτρόλυσης λειτουργεί μόνο με φορτίο μεγαλύτερο του 10% της ονομαστικής ισχύος του (εν προκειμένω 1MW). Λαμβάνουσες τιμές μικρότερες του 1MW ή μεγαλύτερες των 10MW ενισχύουν το ενεργειακό πλεόνασμα, το οποίο υπό κατάλληλες συνθήκες είναι δυνατόν να εγχυθεί στο δίκτυο με τιμές αγοράς, γεγονός που επιδρά στο κόστος παραγωγής θετικά. Στο τελικό κόστος, εκτός των CAPEX και OPEX του εξοπλισμού επεξεργασίας του νερού και του συστήματος ηλεκτρόλυσης, επιδρά και η έκταση που καταλαμβάνει η φωτοβολταϊκή εγκατάσταση με 14 στρέμματα ανά 1MW.

3.1.2 Τύποι νερού τροφοδοσίας

Ως πηγή τροφοδοσίας για το σύστημα ηλεκτρόλυσης επιλέχθηκαν τρεις τύποι νερού, οι οποίοι είναι το νερό του δικτύου ύδρευσης (tapwater), το νερό αποβλήτων (wastewater) και το θαλασσινό νερό (seawater). Λόγω της ανάλυσης του συστήματος για νερό τροφοδοσίας από διαφορετικές πηγές, αναδεικνύονται διαφορές τόσο στην ποσότητα ακατέργαστου νερού που θα χρειαστεί, όσο και στο κόστος του. Τα δεδομένα- όσον αφορά την στοιχειομετρία και το κόστος επεξεργασίας- συλλέχθηκαν και συνδυάστηκαν από τη βιβλιογραφία. Σκοπός πρωτίστως είναι η ποιοτική ανάλυση μεταξύ των τύπων νερού, καθώς η έμφαση στην αριθμητική ακρίβεια δεν απεικονίζει την πραγματικότητα γενικά, παρά μόνο σε συγκεκριμένα δείγματα νερού από κάθε τύπο.

3.2 Καθορισμός Σεναρίων Μελέτης

3.2.1 Εγκατάσταση PV 39MW και PEM 10MW (Βασικό Σενάριο)

Η πρώτη εκδοχή διασύνδεσης φωτοβολταϊκού-ηλεκτρολύτη είναι ο συνδυασμός του υπάρχοντος φωτοβολταϊκού πάρκου με έναν ηλεκτρολύτη 10MW, υπολογίζοντας μέσω ωριαίων προσομοιώσεων για κάθε έτος από το 2019 έως το 2023 την παραγωγή υδρογόνου, το ενεργειακό πλεόνασμα, και άλλους τεchnοοικονομικούς δείκτες. Όντας το βασικό σενάριο μελέτης εξετάζεται συνολικά για όλα τα έτη για τα οποία υπάρχουν πραγματικά δεδομένα. Παρακάτω παρουσιάζεται ο πίνακας με δεδομένα για τους συντελεστές απόδοσης του PEM ηλεκτρολύτη (kWh_{AC}/kgH_2) ανά φορτίο λειτουργίας:

Πίνακας 3 Συντελεστές απόδοσης ανά φορτίο λειτουργίας

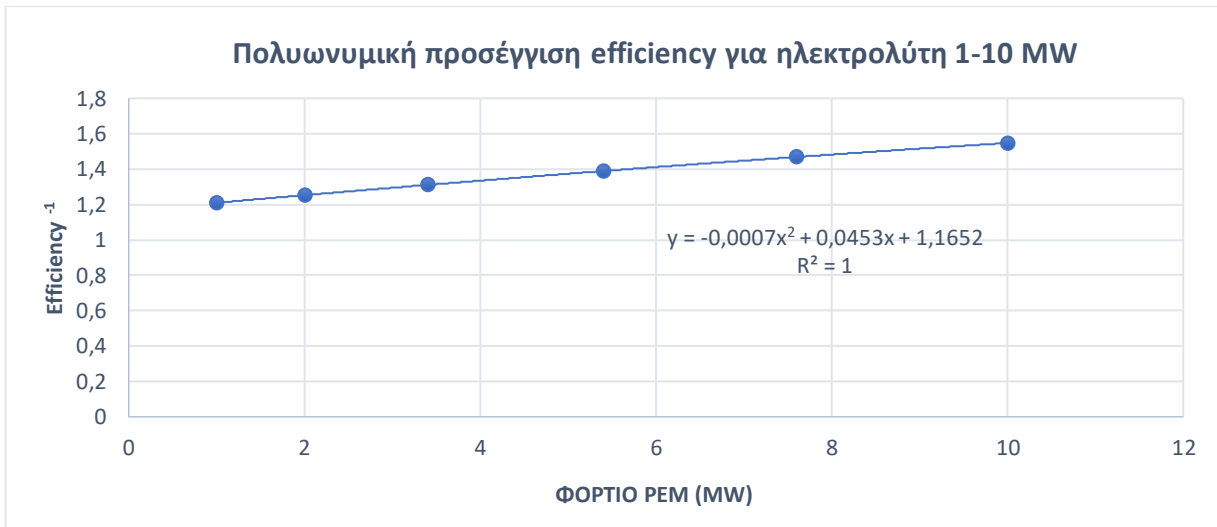
ΦΟΡΤΙΟ (MW)	EFFICIENCY(%)	kWh_{AC}/kgH_2
1	82,65	47,66
2	79,81	49,36
3,4	76,31	51,62
5,4	71,96	54,74
7,6	68,09	57,85
10	64,61	60,97

Το μοντέλο του PEM ηλεκτρολύτη βασίζεται στην εμπορική συστοιχία Silyzer 200 της Siemens Energy με ονομαστική ισχύ 1 MW και βαθμό απόδοσης στο ονομαστικό φορτίο 64.61%. Επομένως ο 10 MW PEM ηλεκτρολύτης αποτελείται από 10 συστοιχίες (stacks) εγκατεστημένης ισχύος 1 MW που διασυνδέονται μέσω του ίδιου αντιστροφέα στο φωτοβολταϊκό πάρκο.

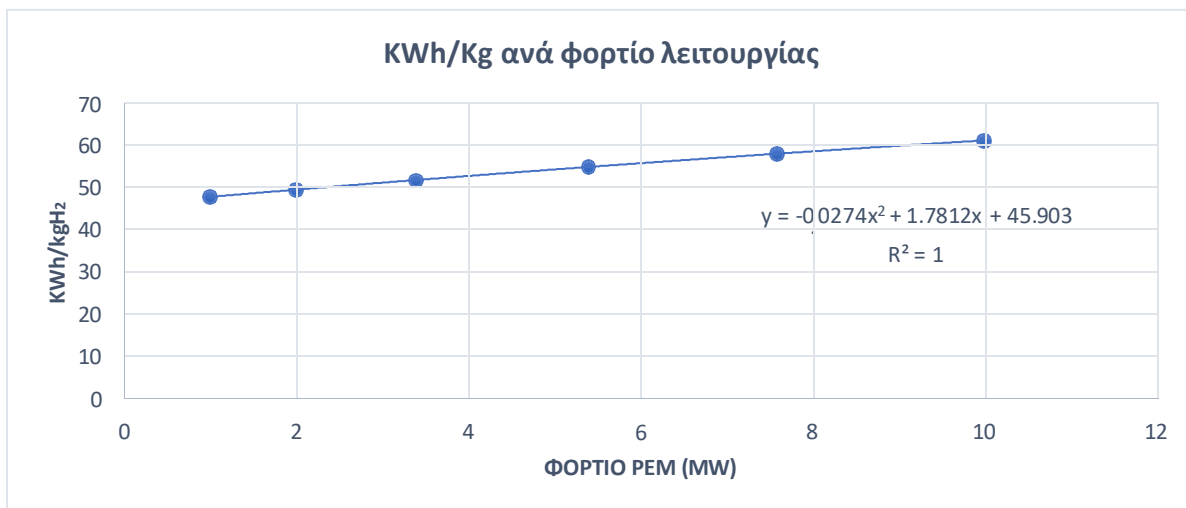
Ο ηλεκτρολύτης τίθεται σε λειτουργία όταν η προσφερόμενη ενέργεια από το φωτοβολταϊκό ξεπεράσει το κατώφλι του 10% του μέγιστου φορτίου που δύναται να χρησιμοποιήσει ο ηλεκτρολύτης (10MW), στην προκειμένη 1MW. Όσες τιμές βρίσκονται υπό του ορίου, προστίθενται αυτομάτως στο ενεργειακό πλεόνασμα (surplus). Επιπλέον, στο ενεργειακό πλεόνασμα συνυπολογίζονται-σε περιπτώσεις προσφοράς ισχύος μεγαλύτερης της μέγιστης ισχύος του ηλεκτρολύτη- οι διαφορές των μεγαλύτερων τιμών με την μέγιστη ισχύ. Για παράδειγμα, για παραγωγή 28,76 MWh σε μία συγκεκριμένη ώρα της ημέρας, το σύστημα ηλεκτρολύτη θα λειτουργήσει στη μέγιστη ισχύ 10MW, καταναλώνοντας εντός μίας ώρας 10MWh και στο πλεόνασμα θα προστεθούν 18,76MWh.

Όπως αποτυπώνεται στον πίνακα συντελεστών ο ηλεκτρολύτης έχει καλύτερη ενεργειακή απόδοση ενεργειακά στα χαμηλά φορτία. Από τα δεδομένα που συνδέουν τον **συντελεστή αποδοτικότητας (efficiency)** και την **ειδική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (kgH_2/kWh)** με το φορτίο του ηλεκτρολύτη PEM της εγκατάστασης, εξάγεται διάγραμμα και πολυωνυμική εξίσωση

που προσεγγίζει με επαρκή ακρίβεια τις τιμές τους κάθε ώρα. Ο παρακάτω πίνακας αποτυπώνει τον αντίστροφο του συντελεστή αποδοτικότητας. Όπως φαίνεται η αποδοτικότητα μειώνεται με την αύξηση του φορτίου.



Εικόνα 2 : Διάγραμμα συντελεστή αποδοτικότητας PEM ηλεκτρολύτη ως προς το φορτίο λειτουργίας



Εικόνα 3: Διάγραμμα ειδικής κατανάλωσης ενέργειας PEM ηλεκτρολύτη ως προς το φορτίο λειτουργίας

Συνεπώς για τον ηλεκτρολύτη προκύπτουν ανά ώρα:

- > Η κατανάλωση ενέργειας (MWh)
- > Ο βαθμός απόδοσης (kgH₂/KWh)

- > Ο συντελεστής χρησιμοποίησης-capacity factor (%)
- > Το φορτίο λειτουργίας (%)
- > Η παραγωγή υδρογόνου, οξυγόνου και νερού αναλόγως την τροφοδοσία (kg)
- >Το πλεόνασμα ενέργειας (MWh)

Οι παραπάνω δείκτες χρησιμοποιούνται σε όλα τα σενάρια μελέτης καθώς διεξάγεται παρεμφερής ανάλυση με το βασικό σενάριο και σύγκριση μεταξύ αυτών.

3.2.2 Διακύμανση ισχύος PV από 2-50MW για PEM 10MW (Σενάριο 1)

Με βάση τα δεδομένα του 2023, το επόμενο σενάριο μελέτης εξετάζει τη διακύμανση της ισχύος του φωτοβολταϊκού συστήματος διατηρώντας σταθερή την ισχύ του ηλεκτρολύτη. Η νέα παραγόμενη ισχύς ανά ώρα (PV) για όλες τις πιθανές τιμές (2-50MW) θα υπολογισθεί με αναγωγή από τα ήδη υπάρχοντα πραγματικά δεδομένα. Μέσω της διακύμανση της ισχύος του PV προβάλλεται λεπτομερέστερα η συνολική συμπεριφορά του συστήματος PV-Electrolyser, καθώς και οι περιπτώσεις που αξίζουν να εφαρμοστούν ή να απορριφθούν. Τα πάγια και τα λειτουργικά έξοδα της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης είναι τα μόνα μεταβλητά καθώς ο ηλεκτρολύτης παραμένει ο ίδιος για όλες τις εκδοχές του σεναρίου.

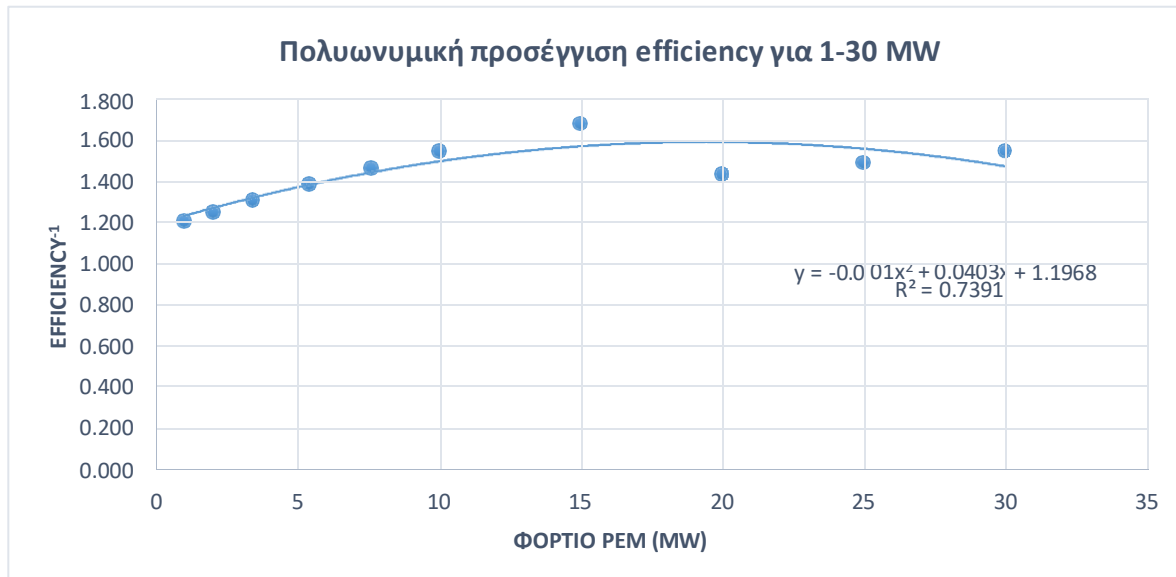
Οι τιμές για την ισχύ των PV οι οποίες εξετάζονται είναι : 2MW, 5MW, 10MW, 11.5MW, 12.5MW, 13.5MW, 14.5MW, 15MW, 20MW, 25MW, 30MW, 35MW, 39MW, 40MW, 45MW, 50MW. Υπάρχει εκτενέστερη ανάλυση στην περιοχή 10-15MW καθώς προσεγγίζοντας την, ολόκληρο το σύστημα τείνει στις βέλτιστες τιμές του συνολικά (ικανοποιητική παραγωγή, μικρά πλεονάσματα, μείωση κόστους).

Σε σενάρια μελέτης χωρίς σταθερή ισχύ ενός ή όλων των μερών του συστήματος, πολύ δραστική είναι η ενδεχόμενη πώληση του πλεονάσματος ενέργειας στο δίκτυο, κίνηση που επιφέρει μεταβολές στην “κατάταξη” των αποτελεσματικότερων συνδυασμών (PV MW- Electrolyser MW). Η τιμή διάθεσής του πλεονάσματος εκτιμάται αναλόγως τις συνθήκες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, γι’ αυτό στους υπολογισμούς κυμαίνεται μεταξύ 10-100 €/MWh. Ωστόσο, στόχο αποτελεί η μεγαλύτερη δυνατή παραγωγή πράσινου υδρογόνου, δυνάμει υποστηριζόμενη από την αποδέσμευση του πλεονάσματος στην αγορά.

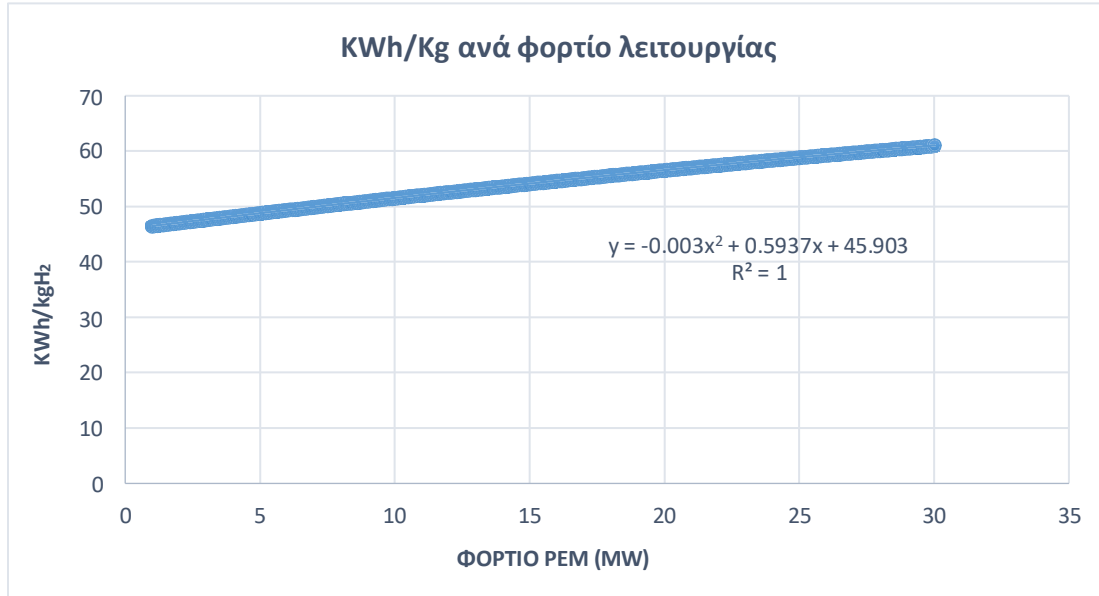
Ο **συντελεστής αποδοτικότητας (efficiency)** και η **καταναλισκόμενη ενέργεια ανά κιλό παραγόμενου υδρογόνου (kgH₂/KWh)** αναπροσαρμόζονται σύμφωνα με το μέγεθος του ηλεκτρολύτη PEM στα αντίστοιχα σημεία λειτουργίας. Η μορφή της καμπύλης διαφοροποιείται κατά την αύξηση της ισχύος του ηλεκτρολύτη, αποβάλλοντας την σχεδόν γραμμική μορφή της. Οι τιμές υπολογίζονται κατά προσέγγιση, καθώς συμπεράσματα θα εξαχθούν βάσει της τάσης του εκάστοτε “ζεύγους” PV-PEM και όχι αριθμητικής ακρίβειας πολλών δεκαδικών ψηφίων. Έτσι επιλέγοντας τυχαία για παράδειγμα PEM ισχύος 30MW:

Πίνακας 4: Συντελεστές αποδοτικότητας (και αντίστροφος) και ειδική κατανάλωση ενέργειας ανά φορτίο λειτουργίας

ΦΟΡΤΙΟ (MW)	EFFICIENCY ⁻¹	EFFICIENCY	kWh/KgH2
1	1,210	0,827	47,66
2	1,253	0,798	49,36
3,4	1,310	0,763	51,62
5,4	1,390	0,720	54,74
7,6	1,469	0,681	57,85
10	1,548	0,646	60,97
15	1,682	0,595	78,78
20	1,436	0,696	92,49
25	1,494	0,669	58,84
30	1,548	0,646	60,98



Εικόνα 4: Διάγραμμα πολυωνυμικής προσέγγισης για τον αντίστροφο του συντελεστή αποδοτικότητας ανά φορτίο λειτουργίας



Εικόνα 5: Διάγραμμα πολυωνυμικής προσέγγισης ειδική κατανάλωση ενέργειας ανά φορτίο

3.2.3 Διακύμανση ισχύος PV από 2-50MW για PEM 10-50MW (Σενάριο 2)

Σε αυτό το σενάριο εξετάζεται η ταυτόχρονη διακύμανση ισχύος φωτοβολταϊκού και ηλεκτρολύτη, προκειμένου να εντοπιστεί ο συνδυασμός ή η περιοχή συνδυασμών που οδηγεί σε μεγαλύτερη και οικονομικότερη παραγωγή πράσινου υδρογόνου.

Σε αυτή την περίπτωση, όπως και στις προηγούμενες, η ηλεκτρόλυση ξεκινάει όταν η προσλαμβανόμενη ενέργεια από το φωτοβολταϊκό ξεπεράσει το 10% του ηλεκτρολύτη (κατά κύριο λόγο μεγαλύτερου των 10MW), γεγονός που υπό περιπτώσεις οδηγεί σε μεγάλα πλεονάσματα και μηδενική παραγωγή υδρογόνου (πχ PV 5MW–Electrolyser 50MW). Οι τιμές για την ισχύ των PV οι οποίες εξετάζονται είναι ίδιες με του προηγούμενου σεναρίου ενώ οι επιπλέον τιμές για τον ηλεκτρολύτη είναι μόνο μεγαλύτερες : 10MW, 15MW, 20MW, 25MW, 30MW, 40MW, 50MW.

Στην ανάλυση συμπεριλαμβάνονται μεταβολές στα πάγια και στα λειτουργικά έξοδα του συνολικού συστήματος λόγω ταυτόχρονων μεταβολών ισχύς φωτοβολταϊκού και ηλεκτρολύτη PEM.

3.3 Δείκτες Απόδοσης (Key Performance Indicators)

Οι τρεις δείκτες που χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση του συστήματος ανεξαρτήτως των χαρακτηριστικών του είναι ο συντελεστής χρησιμοποίησης-**Capacity Factor (%)**, το **πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας** από το φωτοβολταϊκό (Surplus σε MWh και %) και το σταθμισμένο κόστος

παραγωγής υδρογόνου-**Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)** το οποίο εκφράζεται σε €/kgH₂. Το σύστημα στην προκειμένη ανάλυση εξετάζεται ως ενιαία εγκατάσταση παραγωγής δύο προϊόντων (ηλεκτρικού ρεύματος και υδρογόνου) και δεν υπάρχει διαχωρισμός εξόδων μεταξύ ηλεκτρολύτη και φωτοβολταϊκού συστήματος.

Ο **Capacity Factor** εκφράζει την συνολική ετήσια πραγματική παραγωγή πράσινου υδρογόνου προς την μέγιστη θεωρητική ετήσια παραγωγή υδρογόνου στο μέγιστο βαθμό απόδοσης του συστήματος για κάθε ώρα του έτους. Είναι δεδομένο πως έχοντας ως πηγή ενέργειας μία φωτοβολταϊκή εγκατάσταση, οι 10-12 ωριαίες περίοδοι κάθε ημέρα θα ήταν κενές, γεγονός που προμηνύει πως ο ρεαλιστικός στόχος ως προς τον Capacity Factor θα περιοριζόταν στην προσέγγιση του 45%.

Το **πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας (surplus)** προκύπτει ανά ώρα λειτουργίας του φωτοβολταϊκού σε απόλυτες τιμές (MWh) ενώ σε ετήσια βάση και σε απόλυτη τιμή αλλά και σε ποσοστό. Αποτελεί καθοριστικό παράγοντα επιρροής στην τιμή του υδρογόνου σε περίπτωση πώλησης μεγάλου πλεονάσματος στην αγορά ενέργειας ή μη διάθεσής του. Αρχικά, γενικός στόχος σε κάθε περίπτωση είναι η τήρηση πλεονασμάτων χαμηλότερων από τη συνολική ενέργεια που διατέθηκε προς παραγωγή υδρογόνου.

Το **LCOH** αντιπροσωπεύει το συνολικό σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου, κατά τη διάρκεια ζωής του συστήματος, σε μονάδες €/kgH₂ λαμβάνοντας υπόψη και την μείωση της αξίας του χρήματος ανά τα έτη μέσω του επιτοκίου αναγωγής. Το χαμηλό LCOH ταυτόχρονα με ικανοποιητική προς μεγάλη παραγωγή υδρογόνου είναι το ζητούμενο για κάθε σενάριο λειτουργίας του συστήματος. Η απλοποιημένη έκφραση της εξίσωσης και η εξίσωση υπολογισμού είναι οι εξής:

$$\text{LCOH [€/kg]} = (\text{CAPEX} + \text{OPEX [€]}) / (\text{Ποσότητα H}_2 \text{ [kg]})$$

$$\text{LCOH} = \frac{I_0 + \sum_0^t \frac{I_t + E_t + O_t + W_t}{(1+r)^t}}{\sum_0^t \frac{H_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

Το LCOH συγκρίνεται με τιμές υδρογόνου παραγόμενου με μη ουδέτερες στο περιβαλλοντικά διεργασίες (γκρι, μπλε υδρογόνο κλπ.) και καθιστά την εγκατάσταση και το προϊόν της λιγότερο ή περισσότερο ανταγωνιστική/ο στην αγορά υδρογόνου. Λόγω της ενιαίας εγκατάστασης, παραπροϊόντα όπως το οξυγόνο και το πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας επιδρούν άμεσα στο LCOH αν προωθηθούν στην αγορά. Η περίπτωση αυτή εξετάζεται μόνο θεωρητικά και σε αρκετά χαμηλότερες από τις πραγματικές τιμές, καθώς κάθε τέτοια ενέργεια ενδέχεται να απαιτεί έξτρα σταθερό εξοπλισμό και λειτουργικά κόστη.

4. Αποτελέσματα Ανάλυσης

4.1 Ενεργειακή Ανάλυση

4.1.1 Εγκατάσταση PV 39MW και PEM 10MW

Η ενεργειακή επισκόπηση κάθε έτους λειτουργίας του συστήματος συνοψίζεται με την εξαγωγή συγκεντρωτικών πινάκων για κάθε πηγή νερού τροφοδοσίας. Η μόνη κατηγορία των συγκεντρωτικών αποτελεσμάτων που επηρεάζεται από την αλλαγή νερού τροφοδοσίας είναι η τελευταία, δηλαδή η ετήσια κατανάλωση νερού. Η χαμηλότερη δυνατή τιμή εντοπίζεται για τη βέλτιστη στοιχειομετρική τιμή στον τύπο tap water (νερό δικτύου ύδρευσης) με 12,74 τόνους ανά τόνο υδρογόνο και 6833,198 τόνους ανά έτος κατά μέσο όρο ανά τα έτη. Αντιθέτως, για τον τύπο sea water στην υψηλότερη στοιχειομετρική τιμή του, δηλαδή 60,66 τόνους ανά τόνο υδρογόνου, το σύστημα ηλεκτρόλυσης για την ίδια παραγωγή υδρογόνου χρειάζεται ετησίως άνω των 32500 τόνων θαλασσινού νερού.

Το ετήσιο πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται βάσει του ποσού που παρήχθη από τη φωτοβολταϊκή εγκατάσταση και δεν χρησιμοποιήθηκε προς παραγωγή υδρογόνου. Στο συγκεκριμένο σενάριο υπερβαίνει για κάθε έτος το 48% της συνολικής ενέργειας και προσεγγίζει τις 29800 MWh κατά μέσο όρο. Σε περίπτωση μη διάθεσής του στην αγορά ενέργειας, αποτελεί ένα μεγάλο και μη επιθυμητό ποσό ενέργειας. Τα πλεονάσματα σε άλλη περίπτωση θα μπορούσαν να δράσουν ευεργετικά όσον αφορά την σταδιακή εισαγωγή και στήριξη μονάδων πράσινου υδρογόνου στο επιχειρηματικό περιβάλλον.

Πίνακας 5: Συγκεντρωτικός πίνακας βασικών δεικτών ανά έτος (2019-2023)

Συγκεντρωτικός Πίνακας	ΕΤΟΣ 2019	ΕΤΟΣ 2020	ΕΤΟΣ 2021	ΕΤΟΣ 2022	ΕΤΟΣ 2023
PV Annual Electricity Production (MWh)	61895,67	61904,9	61759,58	61825,56	61903,09
Annual Surplus Electricity (MWh)	29842,17	29752,32	29709,63	29782,22	29851,21
PEM Electricity Consumption (MWh)	32053,5	32121,69	32049,95	32043,34	32051,88
Surplus Electricity (%)	48,21	48,06	48,11	48,17	48,22
PEM Average Efficiency (kWh/kgH ₂)	58,404	58,393	58,387	58,416	58,413
PEM Average Efficiency (%)	67,82	67,84	67,85	67,81	67,81
Annual Hydrogen Production (tonH₂)	536,3960	537,5912	536,3557	536,1969	536,3439
PEM Operational Hours (h)	3920	3932	3925	3915	3917
PEM Full Load Hours (h)	2557	2560	2555	2555	2555
PEM Full Load (%)	29,189	29,144	29,167	29,167	29,167
PEM Power Load Factor(%)	81,769	81,693	81,656	81,848	81,828
PEM Capacity Factor (%)	37,336	37,343	37,334	37,323	37,333
Oxygen Production (tonO ₂)	4291,168	4291,972	4290,846	4289,575	4290,751
Annual Water Consumption (tonO ₂)	6833,685	6834,965	6833,172	6831,149	6833,021

Για τον ηλεκτρολύτη PEM σε όλη την χρονική περίοδο των 5 ετών, ο capacity factor κινείται στο 37,33% και είναι ο σταθερότερος key Indicator στο διάστημα αυτό. Η τιμή του δεν αποτελεί μη αποδεκτή τιμή, αλλά με βεβαιότητα θα βελτιωνόταν με ενσωμάτωση μπαταριών ή και υβριδικού συστήματος PV + Wind ή αν ο ηλεκτρολύτης λάμβανε ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο.

Ακολούθως παρατίθενται στοιχεία για τη διαφοροποίηση στις απαιτήσεις νερού για την εγκατάσταση ανά πηγή τροφοδοσίας για το ευμενέστερο και το δυσμενέστερο σενάριο. Παρατηρείται μεγάλη επικάλυψη μεταξύ νερού δικτύου και αποβλήτων, ενώ όσον αφορά το θαλασσινό νερό συγκρίνονται οι χαμηλότερες τιμές του μόνο με τις ανώτατες τιμές του νερού αποβλήτων.

Πίνακας 6: Κατανάλωση νερού για κάθε τύπο νερού ανά έτος λειτουργίας

	Water Consumption (tonO ₂) per type	2019	2020	2021	2022	2023
Min	Water Consumption (tonO ₂)(Tap)	6833,685	6834,965	6833,172	6831,149	6833,021
Max	Water Consumption (tonO ₂) (Tap)	15019,087	15021,901	15017,961	15013,514	15017,629
Min	Water Consumption (tonO ₂)(Waste)	7321,805	7323,177	7321,256	7319,088	7321,094
Max	Water Consumption (tonO ₂)(Waste)	16091,879	16094,894	16090,672	16085,908	16090,316
Min	Water Consumption (tonO ₂)(Sea)	16107,971	16110,989	16106,763	16101,994	16106,407
Max	Water Consumption (tonO ₂)(Sea)	32537,780	32543,876	32535,339	32525,706	32534,620

Οι παραπάνω πίνακες αποτελούν συγκεντρωτικά στοιχεία ανά έτος και οι δείκτες που παρουσιάζονται είναι αποτελέσματα υπολογισμών άλλων κατηγοριών που αναλύονται λεπτομερέστερα δηλαδή ανά ωριαία περίοδο. Οι κατηγορίες στις οποίες έγιναν ακριβείς χρονικά υπολογισμοί για κάθε ώρα του έτους- εκτός από την παραγόμενη ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά³⁵- είναι οι εξής :

->Capacity Factor Φωτοβολταϊκού (%)

->Κατανάλωση ηλεκτρικής Ενέργειας (ηλεκτρολύτης) (KWh), άνω όριο 10MW.

->Φορτίο Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη (%)

->Βαθμός Απόδοσης Παραγωγής Υδρογόνου (KWh/kg), ο οποίος μεταβάλλεται αναλόγως του φορτίου λειτουργίας.

³⁵Πραγματικά δεδομένα (δοθέντα)

-> Παραγωγή υδρογόνου (kgH_2), εξάγεται μέσω του Βαθμού Απόδοσης Παραγωγής Υδρογόνου (KWh/kg) και της Κατανάλωσης ηλεκτρικής Ενέργειας στον ηλεκτρολύτη (KWh)

-> Παραγόμενο οξυγόνο (kgO_2), με στοιχειομετρικό συντελεστή 8 σε σχέση με το υδρογόνο.

-> Κατανάλωση νερού (kgH_2O), μεταβάλλεται ανά πηγή τροφοδοσίας, στοιχειομετρικοί συντελεστές 12,74-60,66.

-> Πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας (MWh), το άθροισμα των υποδεέστερων του 1MW και της διαφοράς των ανώτερων των 10MW με τα 10MW.

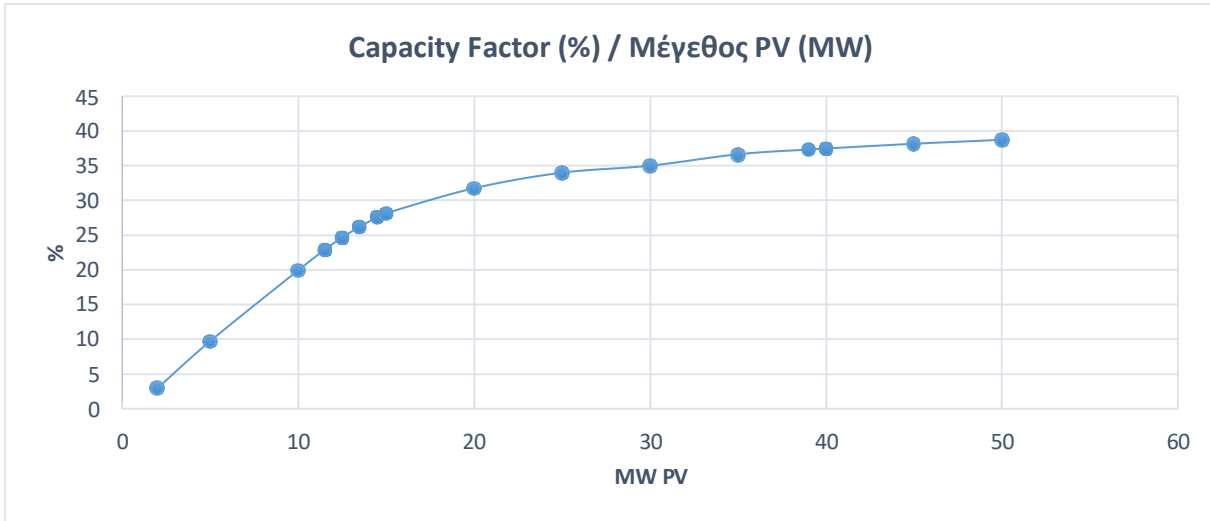
-> Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης (%), ο οποίος μεταβάλλεται αναλόγως του φορτίου μέσω υπαρχόντων δεδομένων.

4.1.2 Διακύμανση ισχύος PV από 2-50MW για PEM 10MW

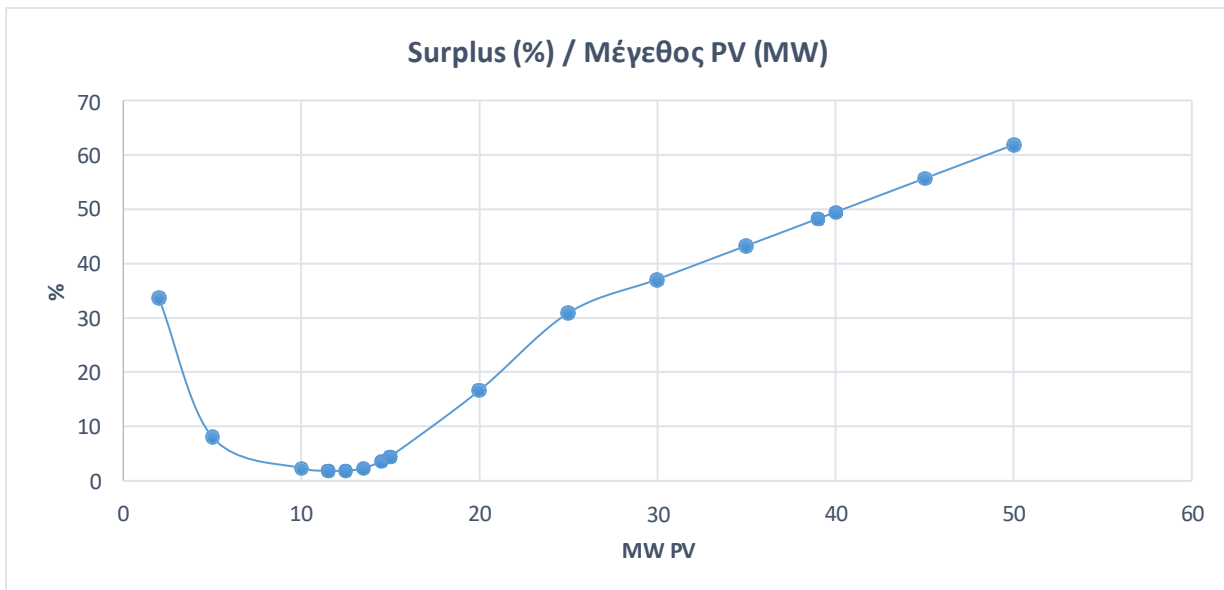
Η ενεργειακή ανάλυση στα ακόλουθα σενάρια (3.2.2 και 3.2.3) αφορά μόνο το έτος 2023, διότι κεντρικής σημασίας είναι οι μεταβολές των δεικτών του ίδιου του συστήματος από τις αυξομειώσεις της ισχύος του φωτοβολταϊκού εν προκειμένω και όχι οι τυχαίες ετήσιες διακυμάνσεις. Ασφαλώς εμπεριέχονται στην ανάλυση οι διαφοροποιήσεις στις απαιτήσεις νερού για κάθε πηγή τροφοδοσίας.

Όσον αφορά το φωτοβολταϊκό σύστημα παρατηρήθηκε πως η μέγιστη απόδοσή του ήταν 92,77%. Η μέγιστη τιμή που καταγράφηκε ήταν το 92,77% της ονομαστικής του ισχύος. Κατά τη μελέτη μέσω διακυμάνσεων του μεγέθους του φωτοβολταϊκού, η απόδοση αυτή παραμένει ίδια για όλες τις τιμές της ονομαστικής ισχύος του λόγω αναγωγικής εξαγωγής στοιχείων βάσει του πραγματικής εγκατάστασης των 39MW. Για παράδειγμα στα 39MW ονομαστικής ισχύος φωτοβολταϊκού η μέγιστη τιμή παραγόμενης ισχύος παρατηρήθηκε στα 36,18 MW.

Στην περιοχή των 2 έως 15MW, ο Capacity Factor ακολουθεί μία ξεκάθαρα αύξουσα πορεία, γεγονός που εξηγείται απολύτως αν συσχετιστεί με την αντίστοιχη πορεία του πλεονάσματος ενέργειας στο συγκεκριμένο εύρος. Ο κύριος παράγοντας που επιδρά στην καμπύλη αυτή είναι το ελάχιστο φορτίο λειτουργίας του ηλεκτρολύτη PEM και πιο συγκεκριμένα το γεγονός ότι λειτουργεί αποκλειστικά άνω του 1MW (10% ονομαστικής ισχύος). Ειδικά για φωτοβολταϊκά 2MW και 5MW, οι ώρες λειτουργίας είναι ελάχιστες, γι' αυτό και οι περιπτώσεις αυτές θεωρούνται μη βιώσιμες. Παρατίθενται τα διαγράμματα μεταβολής Capacity Factor και Πλεονάσματος Ενέργειας ανά ονομαστική ισχύ:



Εικόνα 5: Διάγραμμα διακύμανσης Capacity Factor (%) προς μέγεθος PV (MW)



Εικόνα 6: Διάγραμμα διακύμανσης πλεονάσματος ενέργειας (%) προς μέγεθος PV (MW)

Ουσιαστικά, για αυτό το εύρος MW, όσο περισσότερη ενέργεια προσφέρεται, τόσο λιγότερη ενέργεια παραμένει αναξιποίητη από το σύστημα ηλεκτρολύσης ποσοστιαία. Αυξάνοντας την ισχύ άρα και τις τιμές παραγόμενης ενέργειας από το φωτοβολταϊκό, οι ώρες της ημέρας κατά τις οποίες η προσφερόμενη ενέργεια υπερβαίνει την τιμή που έχει οριστεί ως “κατώφλι” γίνονται περισσότερες. Λαμβάνοντας ως γνώμονα ότι από τις συνολικές ωριαίες περιόδους του έτους (8760) περισσότερες από τις μισές είναι ανενεργές λόγω έλλειψης ηλιακού φωτός (περί τις 4500),

η αύξηση που παρατηρείται είναι ακόμα πιο ραγδαία για το συνολικό σύστημα. Πιο συγκεκριμένα για τις ώρες λειτουργίας του ηλεκτρολύτη από τα 2 έως τα 20MW ισχύει:

Πίνακας 7: Ώρες λειτουργίας (h) και ποσοστό μεταβολής (%) προς μέγεθος PV (MW)

Μέγεθος PV (MW)	2	5	10	15	20
PEM Operational Hours (h)	1606	2745	3343	3539	3660
Ποσοστό αύξησης (%)	-	70,92	21,79	5,86	3,42

Στη συνέχεια για το εύρος 20-50MW ονομαστικής ισχύος του φωτοβολταϊκού σταθμού, απεικονίζεται ομαλότερη και μειούμενη παράλληλα αύξηση του Capacity Factor του PEM με τάση μηδενισμού της κλίσης της καμπύλης στο 45%. Η σύγκλιση βέβαια η οποία αφορά μη ρεαλιστικές τιμές ονομαστικής ισχύος και σενάρια άπειρης προσφερόμενης ενέργειας προκύπτει στο 48,9%, σύμφωνα με τα στοιχεία. Ωστόσο, από τα 20MW στα 50MW υπάρχει αύξηση 6 ποσοστιαίων μονάδων του για τον Capacity Factor. Αντιθέτως, το πλεόνασμα ενέργειας ως ποσοστό έχει κυρίως γραμμική συμπεριφορά είτε φθίνουσα είτε αύξουσα. Συγκεκριμένα στο εύρος 2-10 MW, ακολουθεί μία φθίνουσα γραμμική καμπύλη η οποία καθώς προσεγγίζονται τα 10MW γίνεται σχεδόν οριζόντια μέχρι και τα 15MW. Στην περιοχή εκείνη καταγράφονται οι χαμηλότερες τιμές του πλεονάσματος ενέργειας (1,85-4,47%) και καθίστανται ταυτοχρόνως και οι ευνοϊκότερες για μία πιθανή πραγματική εγκατάσταση. Η μείωση αρχικά οφείλεται στο γεγονός ότι καθώς αυξάνεται η ισχύς του PV μειώνονται οι περικοπές λόγω μη ικανοποίησης του ελάχιστου φορτίου λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρόλυσης. (<1MW). Ωστόσο καθώς αυτό σταθεροποιείται στην συνέχεια με αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος PV αυξάνεται η περίσσεια ενέργειας τις ώρες που παράγεται ισχύς μεγαλύτερη των 10 MW. Δηλαδή όταν η παραγωγή από ΑΠΕ είναι μεγαλύτερη της ονομαστικής ισχύος του ηλεκτρολύτη.

Πίνακας 8: Διακύμανση Capacity Factor (%) συναρτήσει εγκατεστημένης ισχύος PV

Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	20	25	30	35	39	40	45	50
Electrolyser Capacity Factor (%)	31,76	34,00	35,01	36,66	37,3	37,48	38,17	38,73

Πίνακας 9: Διακύμανση πλεονάσματος ενέργειας (%) συναρτήσει ισχύος PV

Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	2	5	10	11,5	12,5	13,5	14,5	15	20
Surplus Electricity (%)	33,62	8,06	2,32	1,90	1,85	2,30	3,60	4,47	16,64

Ξεπερνώντας τα 15MW, το ποσοστό του πλεονάσματος ακολουθεί ξεκάθαρα ταχεία και γραμμική αύξηση, η οποία απλά ελαττώνεται- παραμένοντας γραμμική- μετά τα 25MW. Βάσει της ανάλυσης, προκύπτει ως στόχος ο βέλτιστος συνδυασμός Capacity Factor και ποσοστού πλεονάσματος.

Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	20	25	30	35	39	40	45	50
Surplus Electricity (%)	16,64	30,91	37,09	43,28	48,22	49,46	55,64	61,82

Το ύψος της τελικής παραγωγής υδρογόνου δεν επηρεάζει άμεσα την ανάλυση αφού η εγκατάσταση δεν σχεδιάζεται βάσει συγκεκριμένης ζήτησης. Επομένως, εκτός των χαμηλών τιμών δηλαδή κάτω των 150 tonH₂, η επιλογή προκύπτει από τις ενεργειακά και οικονομικά συμφέρουσες περιπτώσεις. Η παραγωγή υδρογόνου εξάλλου δεν αυξάνεται ραγδαία με την αύξηση της προσφερόμενης ενέργειας, όπως διακρίνεται και στον πίνακα.

Πίνακας 10: Παραγόμενη ποσότητα υδρογόνου (kg) και μεταβολή (%) ανά ισχύ φωτοβολταϊκού (MW)

PV (MW)	H2 Production (tonH2)	Αύξηση (%)
2	42,54	-
5	139,94	228,92
10	286,64	104,83
11,5	329,09	14,81
12,5	354,16	7,62
13,5	376,90	6,42
14,5	396,24	5,13
15	404,66	2,12
20	456,37	12,78
25	488,50	7,04
30	502,97	2,96
35	526,68	4,71
39	536,34	1,84
40	538,52	0,41
45	548,34	1,82
50	556,48	1,48

Κατά την ενεργειακή ανάλυση, εξετάζονται, εκτός των βασικών, οι ακόλουθοι δείκτες:

-> Το πλεόνασμα ενέργειας σε απόλυτους αριθμούς

- > Η συνολική ετήσια ενεργειακή κατανάλωση στο σύστημα ηλεκτρόλυσης
- > Ο μέσος όρος της κατανάλωσης (μόνο τα διαστήματα που το σύστημα λειτουργεί)
- > Ο μέσος ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης του ηλεκτρολύτη κατά τη διάρκεια του έτους και η μέση κατανάλωση ενέργειας όταν τίθεται σε λειτουργία (%)
- > Ο μέσος βαθμός απόδοσης παραγωγής υδρογόνου (KWh/kgH₂)
- > Ωριαίες περιόδους που λειτουργεί το σύστημα ηλεκτρόλυσης
- > Ωριαίες περιόδους που λειτουργεί το σύστημα ηλεκτρόλυσης σε μέγιστο φορτίο (ισχύει για PV με μεγαλύτερη ισχύ από 10MW)
- > Ποσοστό λειτουργίας σε μέγιστο φορτίο επί του συνόλου
- > Ετήσια παραγωγή οξυγόνου
- > Ετήσια κατανάλωση νερού (η αναλογία που την καθορίζει μεταβάλλεται στον πίνακα μεταξύ των τύπων tap, waste, sea για min,max όπως φαίνεται στο λογιστικό φύλλο)

WATER TYPE -->	Tap Min	12,74																	
Μέγεθος Ηλεκτρολύτη (MW)	Tap Min	5	10	11,5	12,5	13,5	14,5	15	20	25	30	35	39	40	45	50			
PV Annual Electricity Production (MWh)	Tap Max	936,29	15872,59	18253,48	19840,73	21427,99	23015,25	23808,88	31745,17	39681,47	47617,76	55554,06	61903,09	63490,35	71426,64	79362,94			
Annual Surplus Electricity (MWh)	Waste Min	639,61	367,89	346,96	367,89	492,95	827,75	1063,73	5282,16	11016,68	17907,69	24240,78	29851,21	31267,71	38409,45	45648,28			
Annual PEM Electricity Consumption (MWh)	Sea Min	296,69	15504,70	17906,52	19472,84	20935,04	22187,50	22745,15	26463,01	28664,79	29710,07	31313,28	32051,88	32222,64	33017,19	33714,65			
Surplus Electricity (%)	Sea Max	33,62	8,06	2,32	1,90	1,85	2,30	3,60	4,47	16,64	30,91	37,09	43,28	48,22	49,46	55,64	61,82		
Average PEM Consumption (MWh)		1,22	2,73	3,91	4,11	4,47	4,83	5,12	5,25	6,43	6,91	7,18	7,45	7,67	7,72	7,99	8,26		
PEM Average Efficiency (kWh/kgH ₂)		48,03	50,56	52,45	52,76	53,32	53,86	54,30	54,51	56,23	56,90	57,28	57,65	57,95	58,02	58,39	58,75		
PEM Average Efficiency (%)		0,82	0,78	0,75	0,75	0,74	0,73	0,73	0,72	0,70	0,69	0,68	0,68	0,68	0,68	0,67	0,67		
Annual Hydrogen Production (tonH ₂)		42,54	139,94	286,64	329,09	354,16	376,90	396,24	404,66	456,37	488,50	502,97	526,68	536,34	538,52	548,34	556,48		
PEM Operational Hours (h)		1606,00	2745,00	3343,00	3417,00	3463,00	3502,00	3524,00	3539,00	3660,00	3744,00	3835,00	3885,00	3917,00	3924,00	3955,00	3981,00		
PEM Full Load Hours (h)		0,00	0,00	0,00	14,00	86,00	294,00	571,00	720,00	1606,00	1979,00	2315,00	2478,00	2555,00	2577,00	2655,00	2745,00		
PEM Full Load (%)		0,00	0,00	0,00	0,16	0,98	3,36	6,52	8,22	18,33	22,59	26,43	28,29	29,17	29,42	30,31	31,34		
Electrolyser Capacity Factor (%)		2,96	9,74	19,95	22,91	24,65	26,23	27,58	28,17	31,77	34,00	35,01	36,66	37,33	37,48	38,17	38,73		
Annual Oxygen Production (tonO ₂)		340,35	1154,47	2364,71	2714,92	2921,79	3109,35	3268,95	3338,40	3765,02	4030,05	4149,45	4345,01	4290,75	4442,70	4523,74	4590,86		
Annual Water Consumption (tonO ₂)		542,01	1782,80	3651,74	4192,56	4512,01	4801,66	5048,13	5155,38	5814,18	6223,46	6407,86	6709,85	6833,02	6860,71	6985,85	7089,50		

Εικόνα 7: Παράδειγμα συγκεντρωτικού πίνακα δεικτών ανά ισχύ ηλεκτρολύτη.

Κάποιοι εξ αυτών των δεικτών δεν έχουν την ακρίβεια των key indicators³⁶ αφού υπολογίζονται από μέσους όρους παραγωγής, κατανάλωσης και βαθμών απόδοσης. Επιλέχθηκαν έτσι ώστε να παρουσιάζουν πιο καθαρή ποιοτική απεικόνιση της λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρόλυσης.

³⁶Οι key indicators υπολογίζονται μέσω των μετρήσεων κάθε ωριαίας περιόδου για το έτος που εξετάζεται (δεν χρησιμοποιείται Average efficiency).

Για παράδειγμα, ακόμα και με εγκατάσταση 50MW, ο ηλεκτρολύτης παραλαμβάνει το μέγιστο φορτίο για το 31.34% του έτους, ενώ για 30MW PV λειτουργεί στο μέγιστο φορτίο το 26,43% των συνολικών ωριαίων περιόδων. Αντίστοιχα η παραγωγή υδρογόνου μεταβάλλεται από 502,97 tonH₂ σε 556,48 tonH₂. Η συγκεκριμένη παρατήρηση καταδεικνύει πως η κατακόρυφη αύξηση ισχύος (+66,7%) δεν συνεπάγεται ανάλογη μεταβολή στη λειτουργία (+18,5% ωρών μέγιστου φορτίου) και την παραγωγή (+10,6%).

4.1.3 Διακύμανση ισχύος PV από 2-50 MW& PEM από 10-50MW

Βασιζόμενο στο προηγούμενο σενάριο μελέτης, το τρίτο και τελευταίο σενάριο εξετάζει την παράλληλη μεταβολή των χαρακτηριστικών των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων (PV) και του ηλεκτρολύτη(PEM). Ειδικότερα, η διακύμανση του PV παραμένει η ίδια, ενώ πλέον ο ηλεκτρολύτης διερευνάται για τις τιμές 10, 15, 20, 25, 30, 40 και 50MW.

Πλεόνασμα ενέργειας, Βαθμοί απόδοσης & Capacity Factor

Το “κατώφλι” λειτουργίας, μετά την εισαγωγή της ισχύος του ηλεκτρολύτη ως νέα παράμετρο, αναθεωρείται ανά ισχύ διότι ορίζεται ποσοστιαία. Για τις χαμηλές τιμές ισχύος του συστήματος PV, η επιπλέον παράμετρος οδηγεί σε αύξηση του πλεονάσματος, αφού οι τιμές οι οποίες μέχρι πρότινος υπερέβαιναν το προηγούμενο όριο (1MW), προσμετρώνται στο πλεόνασμα. Αντιστρόφως, έχοντας την δυνατότητα να αξιοποιήσει περισσότερη ισχύ, για υψηλές τιμές προσφερόμενης ενέργειας τα πλεονάσματα μειώνονται. Για παράδειγμα στο απόσπασμα συγκεντρωτικού πίνακα παρακάτω απεικονίζονται αυτές οι μεταβολές:

Πίνακας 11: Πλεόνασμα σε MW ανά ισχύ PEM & PV

SURPLUS (%)				
MW PV	20	25	30	35
PEM 10 MW	16,64	30,91	37,09	43,28
PEM 15 MW	1,55	7,71	17,28	24,00
PEM 20 MW	2,32	1,85	4,47	10,34
PEM 25 MW	3,06	2,32	1,84	2,87
PEM 30 MW	4,44	2,90	2,32	1,87
PEM 40 MW	8,06	5,27	3,38	2,76
PEM 50 MW	10,41	8,06	5,87	3,95

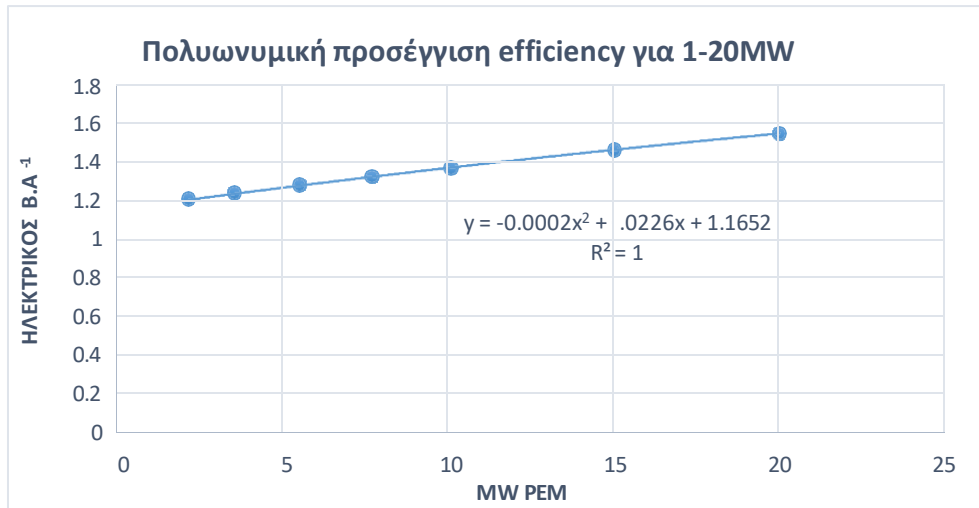
Οι αλλαγές στο σημείο έναρξης λειτουργίας επιφέρουν “ανακατανομή” των βαθμών απόδοσης στα νέα εύρη. Για τη μετάβαση από PEM 10MWσε 20MWγια παράδειγμα οι επανυπολογισμοί ορίζουν τους βαθμούς απόδοσης όπως φαίνεται παρακάτω:

Πίνακας 12: Δεδομένα βαθμών απόδοσης και ειδική κατανάλωσης ενέργειας ανά φορτίο λειτουργίας

ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ Β.Α		10MW	ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ Β.Α		20MW
LOAD (MW)		%	LOAD (MW)		%
1		1,210	1		-
2		1,253	2		1,210
3,4		1,310	3,4		1,240
5,4		1,390	5,4		1,282
7,6		1,469	7,6		1,327
10		1,548	10		1,374
			15		1,466
			20		1,548

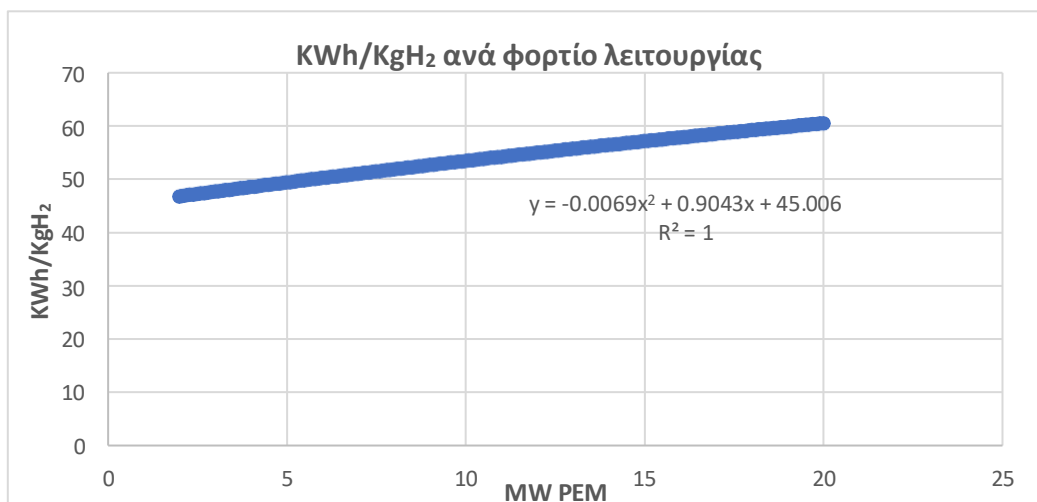
ΔΕΔΟΜΕΝΑ Β.Α ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ Η ₂		10MW	ΔΕΔΟΜΕΝΑ Β.Α ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ Η ₂		20MW
LOAD (MW)		KWh/KgH ₂	LOAD (MW)		KWh/KgH ₂
1		47,66	1		-
2		49,36	2		49,36
3,4		51,62	3,4		51,33
5,4		54,74	5,4		52,49
7,6		57,85	7,6		53,77
10		60,97	10		55,17
			15		58,07
			20		60,97

Μέσω πολυωνυμικών εξισώσεων οι οποίες προσεγγίζουν τα αντίστοιχα σημεία των βαθμών απόδοσης επιτυγχάνεται επαρκής ακρίβεια για τη λειτουργία και την παραγωγή.



Εικόνα 8: Διάγραμμα πολυωνυμικής προσέγγισης ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης προς ισχύ PEM για 1-20MW PEM

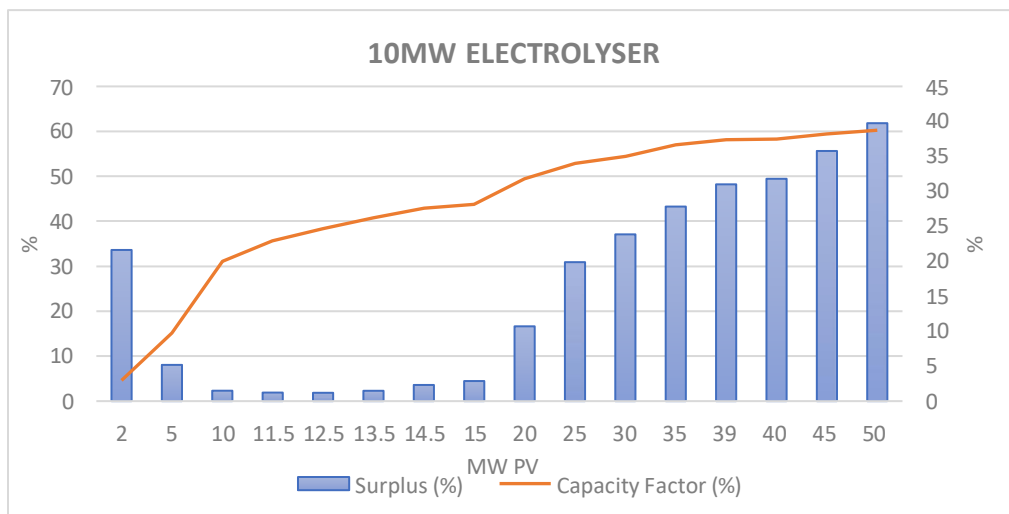
Για αμφότερους τους βαθμούς απόδοσης, η πολυωνυμική εξίσωση εξάγεται μέσω των σημείων που δίνονται ως δεδομένα για τον αρχικό ηλεκτρολύτη. Έχοντας ως παραδοχή ότι διερευνάται ο ίδιος τύπος και το ίδιο μοντέλο συστημάτων ηλεκτρόλυσης, ανάγονται τα δεδομένα σε κάθε ύψος ισχύος. Η “πυκνή” γραμμή που σχηματίζεται οφείλεται στους υπολογισμούς ανά 0,1MW (οι δεδομένες τιμές παραγόμενης ισχύος παρουσιάζονται με δεκαδικό μέρος).



Εικόνα 9: Διάγραμμα πολυωνυμικής προσέγγισης ειδικής κατανάλωσης ενέργειας προς ισχύ PEM για 1-20MW PEM

Στο τέλος της διερεύνησης του κάθε μεγέθους ηλεκτρολύτη αποτυπώνεται μέσω σύνθετου

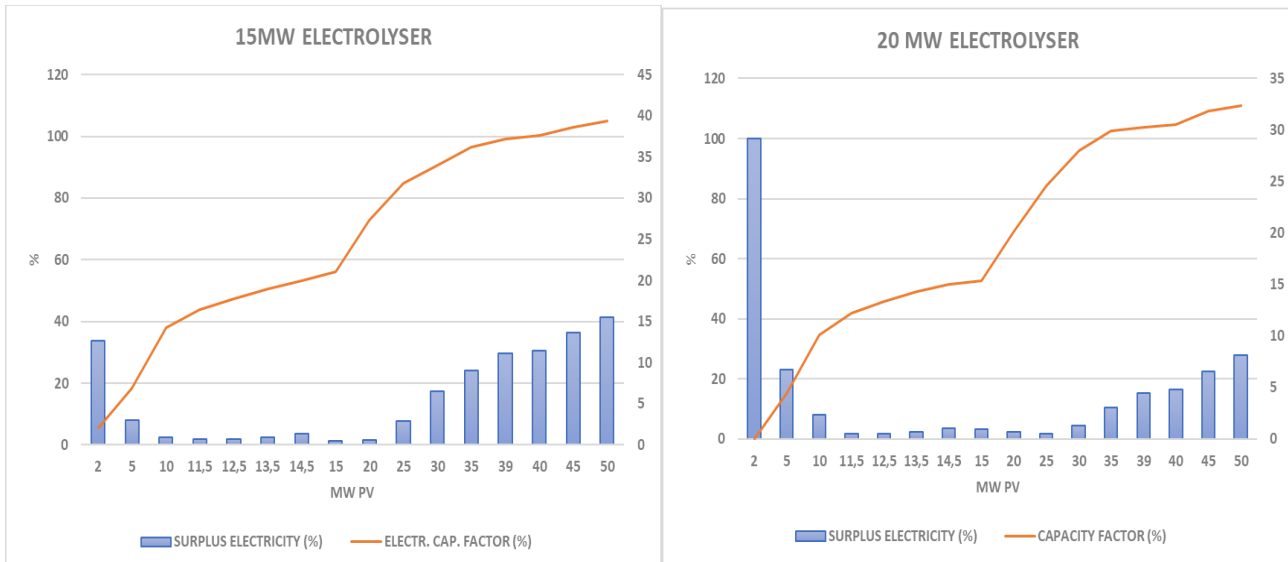
διαγράμματος η περιοχή που αποδίδει τον καλύτερο συνδυασμό Capacity Factor και πλεονάσματος. Δεν είναι απαραίτητο ότι ο θεωρητικά βέλτιστος συνδυασμός συμπεριλαμβάνει τις ευνοϊκότερες τιμές των key indicators. Επιπλέον εντοπίζεται άμεση μετατόπιση της “βέλτιστης περιοχής” παράλληλα με την αύξηση της ισχύος του PEM.



Εικόνα 10: Διάγραμμα διακύμανσης πλεονάσματος ενέργειας (αριστερός άξονας) και capacity factor (δεξιός άξονας) (%) προς ισχύ PV για 10MW PEM

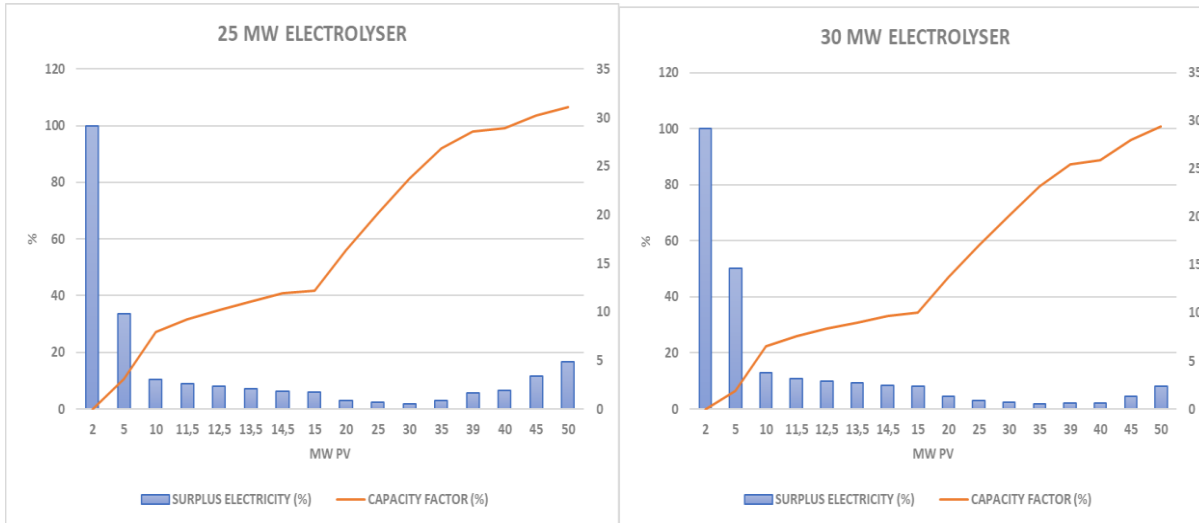
Στο παραπάνω σύνθετο διάγραμμα οι συνδυασμοί του συστήματος **PEM 10MW**, οι οποίοι κατηγοριοποιούνται στους ευνοϊκότερους για την παραγωγή υδρογόνου είναι στο **φάσμα 11,5-25MW PV**. Παρά τους υψηλότερους, όπως είναι αναμενόμενο άλλωστε, **Capacity Factors** για 35-50MW, προτιμώνται τιμές **20-30%** λόγω των ελάχιστων και **σχεδόν μηδενικών πλεονασμάτων** με τα οποία συνδυάζονται. Ακόμα και με πώληση της επιπλέον ενέργειας απαιτούνται ιδιαίτερα υψηλές τιμές κιλοβατώρας (άνω των 0,15€), οι οποίες υπάρχει ενδεχόμενο να καταγραφούν στην αγορά ενέργειας αλλά όχι για συνεχή έτη. Η περίπτωση των 10MW δεν προτιμάται καθώς έχει Capacity Factor μικρότερο του 20% και μηδενικό πλεόνασμα, το οποίο εν προκειμένω δρα αρνητικά αφού δεν υπάρχει περιθώριο μείωσης του κόστους που συνεπάγεται ο χαμηλός Capacity Factor.

Για τα μεγέθη 15MW και 20MW ηλεκτρολύτη καταγράφονται τα χαμηλότερα πλεονάσματα στην περιοχή 10-25MW. Παρόλαυτα λόγω των χαμηλών τιμών Capacity Factor στην περιοχή αυτή, κατάλληλες προς επιλογή είναι μόνο οι τιμές **20MW και 25MW** (από 20MW PV για 15MW PEM και 25 MW PV για 20 MW PEM). Επιπλέον κατάλληλες κρίνονται και όλες οι τιμές **μέχρι τα 50MW**, διότι τα πλεονάσματα που εμφανίζονται δεν υπερβαίνουν το 40% (30-45MW PV) ενώ την ίδια στιγμή ο Capacity Factor του ηλεκτρολύτη κινείται ακόμη και σε τιμές 30-40% οι οποίες θεωρούνται υψηλές.



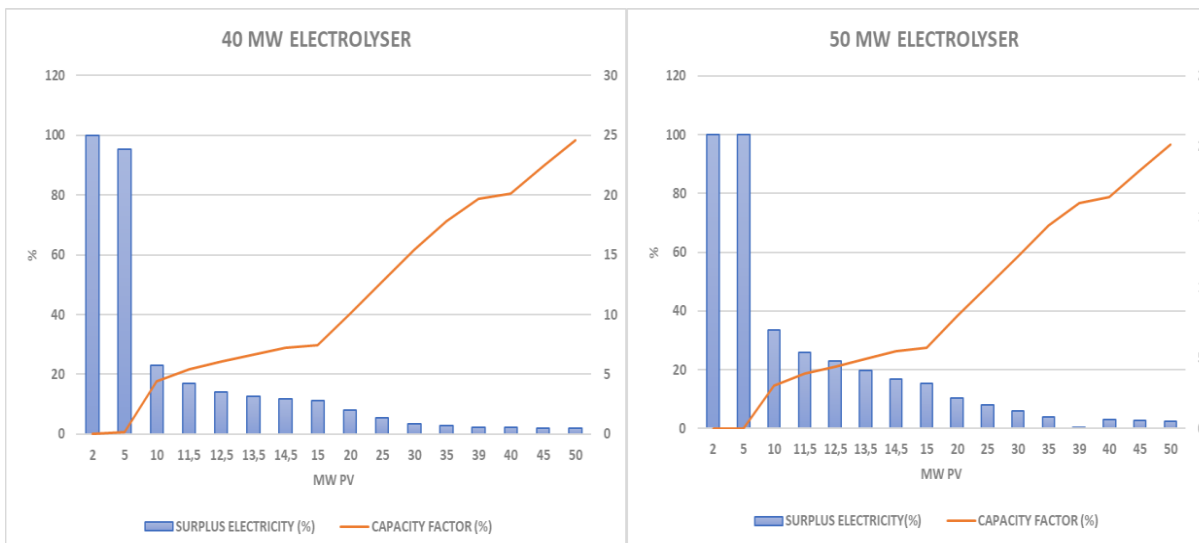
Εικόνα 11: Διάγραμμα διακύμανσης πλεονάσματος ενέργειας (αριστερός άξονας) και capacity factor (δεξιός άξονας) (%) προς ισχύ PV για 15 & 20 MW PEM

Για τα μεγέθη 25MW και 30 MW ο Capacity Factor κινείται σε ικανοποιητικά επίπεδα (>20%) όταν η αναλογία ισχύος ηλεκτρολύτη-φωτοβολταϊκού είναι 1:1 και λιγότερο. Κοινώς το σύστημα έχει καλύτερη ενεργειακή απόδοση όταν το φωτοβολταϊκό είναι μεγαλύτερο ή ίσο σε ονομαστική ισχύ με το σύστημα ηλεκτρόλυσης. Συνεπώς, οι αποδεκτές τιμές είναι **25-50MW PV για 25MW PEM** και **30-50MW PV για 30MW PEM**. Σε κάθε ζεύγος PEM-PV η χαμηλότερη τιμή φωτοβολταϊκού που θεωρείται αποδεκτή, συνήθως συγκαταλέγεται στις συνιστώμενες υπό προϋποθέσεις ή τις μη απαγορευτικές. Μεταξύ 25-40MWPV αποτυπώνεται μια τάση μηδενισμού των πλεονασμάτων, τα οποία γενικά κυμαίνονται πολύ κάτω του 20% και συγκεκριμένα περίπου στο 10% για όλες σχεδόν τις τιμές ισχύος φωτοβολταϊκού. Σε όλη την ανάλυση τα αποτελέσματα για 2MW και 5MW PV αποκλίνουν σε σχέση με τις υπόλοιπες τιμές εμφανώς.



Εικόνα 12: Διάγραμμα διακύμανσης πλεονάσματος ενέργειας (αριστερός άξονας) και capacity factor (δεξιός άξονας) (%) προς ισχύ PV για 25 & 30 MW PEM

Για την υψηλότερη ισχύ ηλεκτρολυτών ο Capacity Factor είναι οριακά ανώτερος του 20%, ενώ τα πλεονάσματα ταυτόχρονα προσεγγίζουν το μηδέν (σχεδόν κανένα περιθώριο μείωσης τιμής μέσω πώλησης πλεονάσματος). Επομένως **για 40MWPEM αποδεκτές τιμές PV είναι τα 45-50MW** ενώ **οριακά αποδεκτή τιμή τα 40MWPV**. Όσον αφορά τα 50MW, θα ήταν προτιμότερο να **συνδυαστούν με ένα μεγαλύτερης ισχύος φωτοβολταϊκό** καθώς ακόμα και τα 50MWPV αποτελούν οριακά αποδεκτή τιμή. Η βέλτιστη τιμή σε κάθε περίπτωση προκύπτει σε εύρος αναλογίας PEM:PV = 0.5~0.85.



Εικόνα 13: Διάγραμμα διακύμανσης πλεονάσματος ενέργειας (αριστερός άξονας) και capacity factor(δεξιός άξονας) (%) προς ισχύ PV για 40 & 50MW PEM

4.2 Τεχνοοικονομική Ανάλυση

Στην ενότητα της τεχνοοικονομικής ανάλυσης εισάγεται ο δείκτης (key indicator) Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), στον οποίο κατά κάποιο τρόπο ενσωματώνονται Capacity Factor και Πλεόνασμα Ενέργειας και μέσω αυτού εξάγεται το πραγματικό κόστος για την παραγωγή ενός κιλού υδρογόνου. Λόγω της διερεύνησης του συστήματος συνολικά, ενδεχόμενες πωλήσεις ενέργειας ή οξυγόνου συνεπικουρούν στη μείωση του LCOH.

Εν προκειμένω, αντλούνται στοιχεία από τη βιβλιογραφική έρευνα για το κόστος κεφαλαίου, τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης καθώς και της ενοικίασης των απαιτούμενων εκτάσεων. Λόγω της ένταξης και των πηγών τροφοδοσίας νερού στο σύστημα στην ανάλυση, εξάγονται διαφοροποιημένα αποτελέσματα για κάθε ενδεχόμενη πηγή.

4.2.1 Ανάλυση βασικού σεναρίου & παραμετρική ανάλυση με διακύμανση ισχύος φωτοβολταϊκού

Αντιστοίχως με προηγούμενες αναλύσεις, το βασικό σενάριο αποτελεί το πρότυπο βάσει του οποίου αναπτύσσονται και τα υπόλοιπα με τις όποιες διακυμάνσεις ισχύος. Το σύστημα αποτελείται από δύο κύρια μέρη την φωτοβολταϊκή εγκατάσταση και το σύστημα ηλεκτρόλυσης.

Στη συνέχεια το σύστημα ηλεκτρόλυσης συνίσταται από το σύστημα μετατροπής του νερού σε κατάλληλο προς ηλεκτρόλυση (ultra-pure) και από το σύστημα PEM (Proton Exchange Membrane).

Πιο αναλυτικά, υπολογίζονται CAPEX και OPEX για την εγκατάσταση με ορίζοντα επένδυσης τα 25 έτη. Όσον αφορά το κόστος κεφαλαίου (CAPEX) για τον καταμερισμό του κόστους σε κάθε έτος χρησιμοποιείται annuity για επιτόκιο 5% και κόστος αντικατάστασης/συντήρησης της συστοιχίας ηλεκτρόλυσης ίσο με +35% επί του συνόλου.

Στη δεδομένη στιγμή το CAPEX στα φωτοβολταϊκά ορίζεται σε 550€/KW και στο σύστημα ηλεκτρόλυσης PEM 1300€/KW, δηλαδή στο βασικό σενάριο 39MWPV / 10MWPEM τα CAPEX- πριν πολλαπλασιαστούν με όσα προαναφέρθηκαν- είναι 34.450.000€ , 21.450.000€ και 13.000.000€ αντίστοιχα. Μετά την αναγωγή στην 25ετία το συνολικό CAPEX για φωτοβολταϊκά και PEM είναι 3.299.821,41€ στο έτος.

ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	PEM (10MW)	PV	Έκταση	ΣΥΝΟΛΟ
CAPEX (€)	13000000	21450000	-	3299821,408

Εικόνα 14: Υπολογιστικά κελιά για CAPEX

Το τελικό CAPEX ολοκληρώνεται με την εισαγωγή στοιχείων για τις πηγές τροφοδοσίας νερού και λαμβάνει διαφορετικές τιμές για κάθε τύπο. Οι τιμές όπως παρατηρείται δεν επιφέρουν δραματικές αυξήσεις στο CAPEX, αποτέλεσμα που θεωρείται θετικό για το σύστημα. Από τη βιβλιογραφία όπως διακρίνεται παρακάτω ελήφθησαν κατώτατες και ανώτατες τιμές (πχ

wastemin & wastemax) για τα CAPEX και OPEX, όπως και για την αναλογία νερού προς παραγόμενο υδρογόνο.

Tap Water			Wastewater				Seawater				
12,74		28		13,65		30		30,03		60,66	
CAPEX	1,574	CAPEX	1,825	CAPEX	1,544	CAPEX	2,981	CAPEX	4,648	CAPEX	4,648
OPEX	1,347	OPEX	1,91	OPEX	1,585	OPEX	1,785	OPEX	4,183	OPEX	4,183
Tap Min	12,74	Tap Max	28	Waste Min	13,65	Waste Max	30	Sea Min	30,03	Sea Max	60,66

Εικόνα 15: Υπολογιστικά κελιά για CAPEX-OPEX για διάφορους τύπους νερού

Τελικά για κάθε τύπο νερού υπολογίζεται ένα φάσμα τελικού CAPEX, με τις κατηγορίες Tap Water και Waste Water να επικαλύπτονται και την κατηγορία Sea Water να εμφανίζει πιο υψηλό CAPEX, του οποίου η διαφορά ωστόσο δεν υπερβαίνει τις 150.000€ συγκρινόμενο με τις άλλες δύο κατηγορίες. Η επιρροή του τύπου νερού στο LCOH (€/kgH₂) καθορίζεται και από το ύψος της παραγωγής. Στο βασικό σενάριο η παραγωγή είναι 536,34387 τόνοι H₂.

WATER TYPE	Tap min	Tap Max	Waste Min	Waste Max	Sea Min	Sea Max
CAPEX (€)	3.310.576,58	3.327.228,58	3.311.125,18	3.347.786,64	3.374.683,99	3.451.042,32

Εικόνα 16: Υπολογιστικά κελιά για CAPEX τύπων νερού

Τα λειτουργικά κόστη που ορίζονται ως OPEX είναι η δεύτερη συνιστώσα του συνολικού κόστους. Όπως και στο CAPEX υπάρχει διαχωρισμός μεταξύ φωτοβολταϊκών, ηλεκτρολύτη και συστήματος μετατροπής του νερού, μόνο που εντάσσεται και το κόστος ενοικίασης έκτασης για την εγκατάσταση. Για κάθε MW εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών απαιτούνται 14 στρέμματα, των οποίων η κοστολόγηση γίνεται βάσει του ορίζοντα της επένδυσης (25 έτη). Η τελική τιμή που ορίστηκε βάσει δεδομένων είναι 200€/στρέμμα, τιμή που φυσικά είναι ενδεικτική και κυμαίνεται λόγω των μεταβολών στην αγορά αγροτεμαχίων. Έτσι το συνολικό OPEX απαρτίζεται από τα παρακάτω:

ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	PEM (10MW)	PV	Έκταση	ΣΥΝΟΛΟ
OPEX (€)	270.000	585.000	109.200	964.200

Εικόνα 17: Υπολογιστικά κελιά για OPEX PEM,PV & έκτασης

WATER	Tap min	Tap Max	Waste Min	Waste Max	Sea Min	Sea Max
OPEX (€)	9.204,08	28.683,67	11.603,93	28.721,21	67.373,10	136.092,31

Εικόνα 18: Υπολογιστικά κελιά για τύπους νερού τροφοδοσίας

Το τελικό λειτουργικό κόστος συνοψίζοντας διαμορφώνεται από την πρόσθεση των παραπάνω πινάκων (συνόλου και OPEX για κάθε τύπο νερού). Ο τελικός πίνακας λειτουργικού κόστους για κάθε πηγή τροφοδοσίας είναι ο εξής:

WATER	Tap min	Tap Max	Waste Min	Waste Max	Sea Min	Sea Max
OPEX (€)	973.404,08	992.883,67	975.803,93	992.921,21	1.031.573,1	1.100.292,31

Εικόνα 19:Υπολογιστικά κελιά για τελικό OPEX ανά τύπο νερού τροφοδοσίας

Ακολουθως, οι πίνακες CAPEX και OPEX προστίθενται και το συνολικό κόστος που προκύπτει διαιρείται με την υπολογισθείσα παραγωγή υδρογόνου για να εξαχθεί ο δείκτης LCOH, που είναι κρίσιμος για την επένδυση ως σύνολο.

WATER	Tap min	Tap Max	Waste Min	Waste Max	Sea Min	Sea Max
CAPEX (€)	3.310.576,58	3.327.228,58	3.311.125,18	3.347.786,641	3.374.683,99	3.451.042,32
OPEX (€)	973.404,079	992.883,6707	975.803,93	992.921,2147	1.031.573,1	1.100.292,3
LCOH (€/kgH ₂)	7,987	8,055	7,992	8,093	8,215	8,486

Εικόνα 20: Υπολογιστικά κελιά για υπολογισμό LCOH για κάθε τύπο νερού τροφοδοσίας

Οι τιμές που αναγράφονται δεν είναι ιδιαίτερα ανταγωνιστικές, επιβεβαιώνοντας την ενεργειακή ανάλυση, κατά την οποία για τα 10MW ηλεκτρολύτη δεν συμπεριλαμβάνονται τιμές άνω των 25MW φωτοβολταϊκής εγκατάστασης. Γενικά οι τιμές μεταξύ 6-7€/kgH₂ και αν υπάρχει δυνατότητα και κάτω των 6€, είναι αποδεκτές τιμές για να μην κριθεί η επένδυση μη ανταγωνιστική. Χαμηλότερες τιμές μπορούν να επιτευχθούν με πώληση πλεονάσματος στην αγορά ενέργειας, ωστόσο η συνεισφορά στη μείωση του LCOH δεν είναι σταθερή και εναπόκειται στις διακυμάνσεις του χρηματιστηρίου ενέργειας.

Επιπροσθέτως υπολογίζονται πιο ειδικοί δείκτες όπως η συνεισφορά του κόστους του νερού στο LCOH ως ποσό και ως ποσοστό, αλλά και το LCOE (Levelized Cost of Electricity) δηλαδή το κόστος παραγωγής μίας μεγαβατώρας από το τρέχον ενιαίο σύστημα. Για την πρώτη εντοπίζεται μια αύξηση από το αμελητέο 0,466% της χαμηλότερης εκδοχής κόστους του νερού ύδρευσης στο 6,313% της υψηλότερης τιμής για το θαλασσινό νερό. Ωστόσο αυτή η αύξηση δεν είναι του ύψους που θα εμπόδιζε την συνέχεια της επένδυσης. Όσον αφορά το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας παρατηρείται υψηλή τιμή σχετικά με την αγορά ενέργειας αλλά όχι απαγορευτική. Μάλιστα, η παροχή των επιπλέον μεγαβατρωρών σε παρεμφερή τιμή (69-70 €/MWh) θα είχε άμεση επίδραση στη τιμή του υδρογόνου και θα διερευνηθεί σε επόμενη υποενότητα.

Πίνακας 13: LCOH, LCOE (LCOE δεν παραμένει σταθερό παρά την ίδια εγκατεστημένη ισχύ, καθώς το σύστημα θεωρείται ενιαίο και παράγει τρία προϊόντα : ηλεκτρική ενέργεια, πράσινο υδρογόνο και οξυγόνο) & συμμετοχή νερού στην τιμή του LCOH για κάθε τύπο νερού τροφοδοσίας

WATER	Tap min	Tap Max	Waste Min	Waste Max	Sea Min	Sea Max
LCOH Water (€/kgH ₂)	0,0372	0,105	0,043	0,143	0,265	0,536
LCOE MWh (€/MWh)	69,205	69,788	69,252	70,121	71,180	73,524
% LCOH Water	0,466	1,298	0,534	1,767	3,228	6,313

4.2.2 Παραμετρική ανάλυση με διακύμανση ισχύος φωτοβολταϊκού

Το βασικό σενάριο μελέτης κατόπιν ανάλυσης αποδείχθηκε πως επιδέχεται βελτιώσεων λόγω μη ανταπόκρισης στους προσδοκώμενους δείκτες. Για δεδομένο σύστημα ηλεκτρόλυσης 10MW επιδιώκεται η εύρεση του μεγέθους του φωτοβολταϊκού στο οποίο βελτιστοποιείται τεchnοοικονομικά το εγχείρημα. Οι τιμές ισχύος που εξετάστηκαν είναι οι ακόλουθες συνοδευόμενες με την ποσότητα παραγόμενου υδρογόνου για κάθε μία:

PV MW	Hydrogen Production (tonH2)
2	43,8729
5	144,3084
10	295,5893
11,5	339,3652
12,5	365,2234
13,5	388,6685
14,5	408,6193
15	417,3004
20	470,6271
25	503,7558
30	518,6818
35	543,1266
39	536,3439
40	555,3377
45	565,4670
50	573,8570

Εικόνα 21: Υπολογιστικά κελιά για παραγωγή τόνων υδρογόνου ανά ισχύ PV

Για φωτοβολταϊκό 15MW, υποδιπλάσιο των 39MW του βασικού σεναρίου, αποτυπώνεται μείωση 22% στην παραγωγή υδρογόνου, 61% στην παραγόμενη ενέργεια από το φωτοβολταϊκό, 96% στο πλεόνασμα ενέργειας και 22% στο τελικό κόστος του υδρογόνου. Αντιθέτως το κόστος παραγωγής ενέργειας αυξάνεται 57%. Είναι εμφανές πως η συγκεκριμένη συλλειτουργία αποτελεί πιο επιθυμητή- λόγω χαμηλού LCOH-και ασφαλής επιλογή, λόγω χαμηλών ενεργειακών πλεονασμάτων³⁷

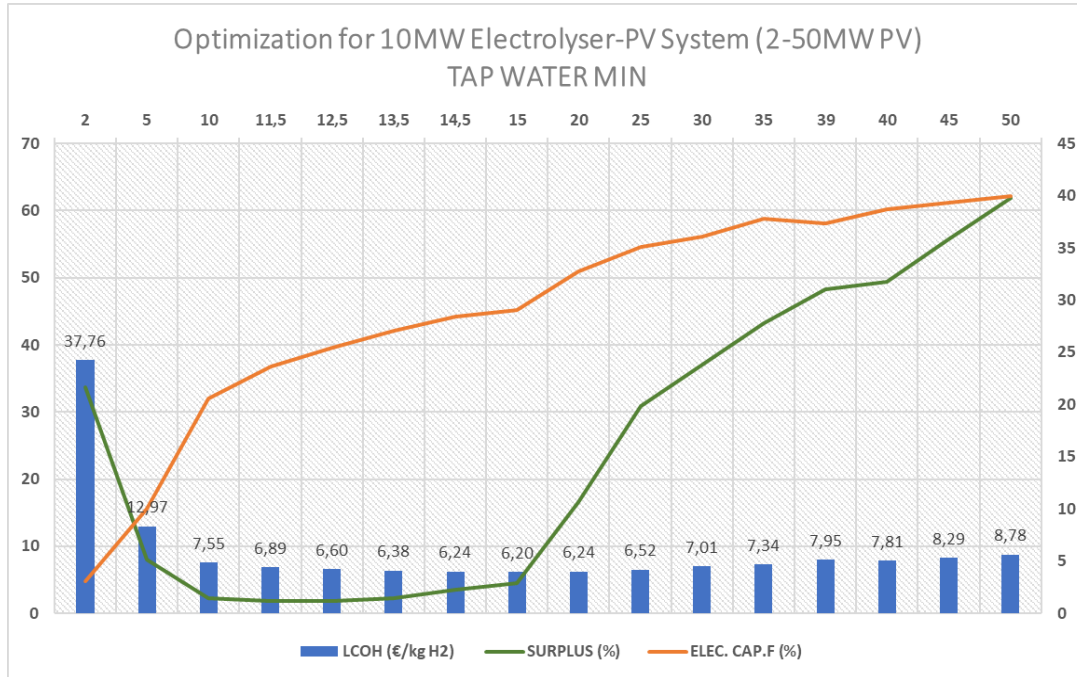
³⁷Δεν είναι αναγκαία η διοχέτευση του πλεονάσματος στην αγορά ενέργειας

2 Prod.	DATA 2023	ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	PEM (10MW)	PV	Έκταση	ΣΥΝΟΛΟ		
417,3003933		CAPEX (€)	13000000	8250000	-	2035448,619		
MWh Prod.		OPEX (€)	270000	225000	42000	537000		
23808,88077		LCOH PV+PEM (€/kgH ₂)				6,164500825		
MWh Surplus	WATER TYPE	WATER	Tap min	Tap Max	Waste Min	Waste Max	Sea Min	Sea Max
1063,726923		CAPEX (€)	8368,02463	21324,0501	8794,856168	37319,17417	58246,5552	117656,878
		OPEX (€)	7161,20024	22317,22503	9028,398334	22346,43606	52419,3934	105886,127
		ΣΥΝΟΛΟ	15529,2249	43641,27513	17823,2545	59665,61023	110665,949	223543,005
		LCOH Water (€/kgH ₂)	0,03721354	0,10458	0,04271085	0,14298	0,26519493	0,53568846
		LCOE MWh (€/MWh)	108,698005	109,8787431	108,794357	110,5517834	112,693855	117,43482
	ΣΥΝΟΛΙΚΑ	CAPEX (€)	2043816,64	2056772,669	2044243,475	2072767,793	2093695,17	2153105,5
		OPEX (€)	544161,2	559317,225	546028,3983	559346,4361	589419,393	642886,127
		LCOH (€/kgH ₂)	6,20171437	6,269080825	6,207211675	6,307480825	6,42969576	6,70018929
		% LCOH Water	0,60005247	1,668187138	0,688084316	2,266832099	4,12453311	7,99512427

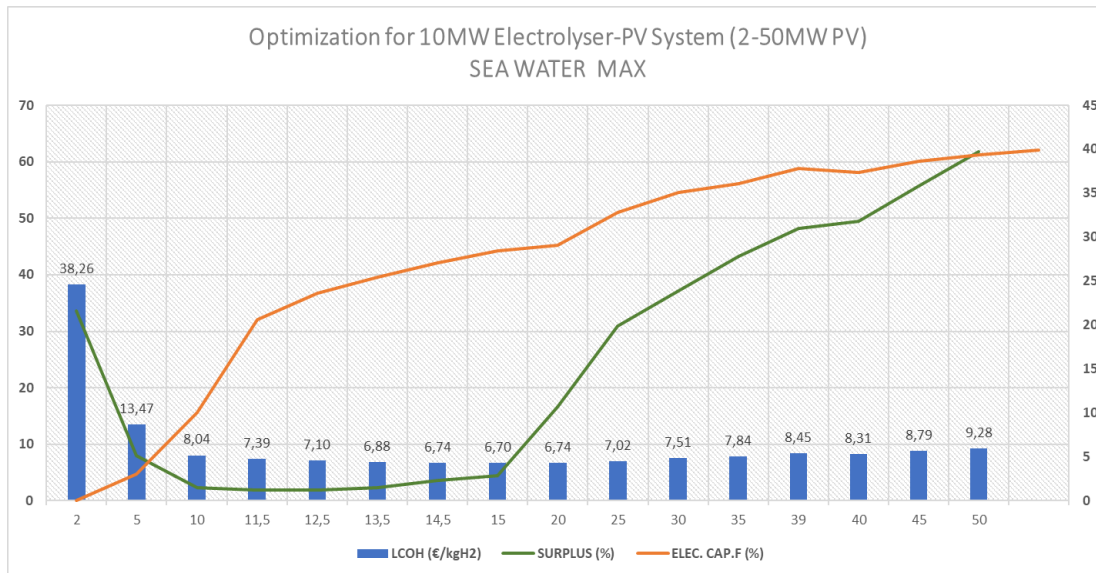
Εικόνα 22: Υπολογιστικά κελιά για CAPEX, OPEX, LCOH, LCOE για τύπους νερού τροφοδοσίας

Συγκρίνοντας την ενεργειακή ανάλυση με την τεχνοοικονομική παρατηρείται σύμπλευση αποτελεσμάτων και για τον ηλεκτρολύτη των 10MW προτείνεται το φάσμα των 11,5-25MW όπου κυρίως το LCOH δεν υπερβαίνει το όριο των 7€/kgH₂. Στα παρακάτω διαγράμματα αποτυπώνονται οι μεταβολές για τις δύο ακραίες περιπτώσεις νερού τροφοδοσίας³⁸. Το εύρος ισχύος που ορίστηκε ως κατάλληλο, δεν συμπεριλαμβάνει τους μέγιστους Capacity Factors που ούτως ή άλλως ακολουθούν αύξουσα πορεία. Στο εύρος που επιλέχθηκε LCOH και πλεόνασμα ελαχιστοποιούνται σε ταυτόσημα σημεία.

³⁸Λιγότερο και περισσότερο κοστοβόρα, ελάχιστη τιμή νερού δικτύου ύδρευσης 12,74 kg/kg και μέγιστη τιμή θαλασσινού νερού 60,66kg/kg



Εικόνα 23: Διάγραμμα για πλεόνασμα (αριστερός κάθετος άξονας), capacity factor (δεξιός κάθετος άξονας) & LCOH (ράβδοι) για 10MW PEM, 2-50MW PV και Tap Water



Εικόνα 24: Διάγραμμα για πλεόνασμα (αριστερός κάθετος άξονας), capacity factor (δεξιός κάθετος άξονας) & LCOH (ράβδοι) για 10MW PEM, 2-50MW PV και Sea Water

4.2.2 Παράλληλη διακύμανση ισχύος φωτοβολταϊκού και ηλεκτρολύτη

Μέσω των αποτελεσμάτων της ενεργειακής ανάλυσης δημιουργήθηκαν συγκεντρωτικοί πίνακες για τις μεταβολές κόστους κεφαλαίου και λειτουργικού κόστους. Για κάθε τύπο νερού τροφοδοσίας σχηματίστηκαν πίνακες συσχέτισης (heatmaps) LCOH και Πλεονάσματος/LCOH, προσδίδοντας παραστατική απεικόνιση της απόκρισης του συνολικού συστήματος στις αλλαγές ισχύος. Επιβεβαιώνεται αρχικά το άτυπο συμπέρασμα της ενεργειακής ανάλυσης πως η ισχύς του φωτοβολταϊκού είναι αναγκαίο να είναι μεγαλύτερη από εκείνη του ηλεκτρολύτη, καθώς οι “πράσινες” τιμές κατανέμονται διαγωνίως στον πίνακα, γεγονός που επαληθεύει το ισχυρισμό.

Βέλτιστο σημείο

Για το νερό ύδρευσης προέκυψαν τιμές ακόμη και κάτω από τα 6€/kgH₂ και μάλιστα για δύο τύπους νερού τροφοδοσίας. Ο αποδοτικότερος συνδυασμός είναι για ισχύ ηλεκτρολύτη 15MW και φωτοβολταϊκή εγκατάσταση ισχύος 25MW, καθώς ως ενιαίο σύστημα παράγει 453,646 τόνους πράσινου υδρογόνου με κόστος 5,935€/kgH₂ για νερό ύδρευσης και το σύστημα έχει ενεργειακό πλεόνασμα 7,71% (3.060,378MWh από 39.681,47MWh). Επιπλέον, ως δευτερεύον προϊόν λαμβάνονται 3.629,488 τόνοι οξυγόνου, οι οποίοι μπορούν διατεθούν στην αγορά για μείωση του τελικού κόστους. Το σύστημα ηλεκτρόλυσης PEM λειτουργεί με Capacity Factor 31,75% ο οποίος χαρακτηρίζεται ως υψηλός, αν συνυπολογιστεί το ιδιαίτερα χαμηλό ενεργειακό πλεόνασμα.

Πίνακας 14: Ανάλυση ευαισθησίας LCOH ως προς MW PV & PEM για Tap water

LCOH (TAP WATER)								
MW PV /MW ELECTR	10	15	20	25	30	40	50	
2	37,787	40,269	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
5	12,979	17,687	26,929	37,917	59,261	848,607	0,000	
10	7,548	9,709	12,949	15,740	18,727	26,929	37,917	
11,5	6,890	8,747	10,963	13,908	16,371	22,210	30,089	
12,5	6,598	8,292	10,222	12,778	15,144	19,892	26,739	
13,5	6,384	7,946	9,742	11,968	14,177	18,402	24,027	
14,5	6,246	7,709	9,417	11,261	13,329	17,184	21,831	
15	6,202	7,378	9,269	11,081	12,949	16,699	20,975	
20	6,252	6,286	7,708	8,867	10,139	12,949	15,740	
25	6,543	5,935	6,814	7,708	8,631	10,697	12,949	
30	7,035	6,030	6,430	6,955	7,708	9,269	11,081	
35	7,369	6,107	6,429	6,523	7,058	8,368	9,759	
39	7,987	6,846	6,530	6,540	6,883	9,934	11,636	
40	7,842	6,317	6,708	6,397	6,624	7,708	8,867	
45	8,326	6,574	6,816	6,453	6,430	7,201	8,217	
50	8,819	6,864	7,085	6,580	6,401	6,814	7,708	

Το νερό ύδρευσης συγκεντρώνει τις χαμηλότερες τιμές λόγω δεδομένων CAPEX και OPEX, παράλαυτα για ίδιους συνδυασμούς ισχύος και οι άλλοι τύποι νερού εμφανίζουν αποδεκτές τιμές.

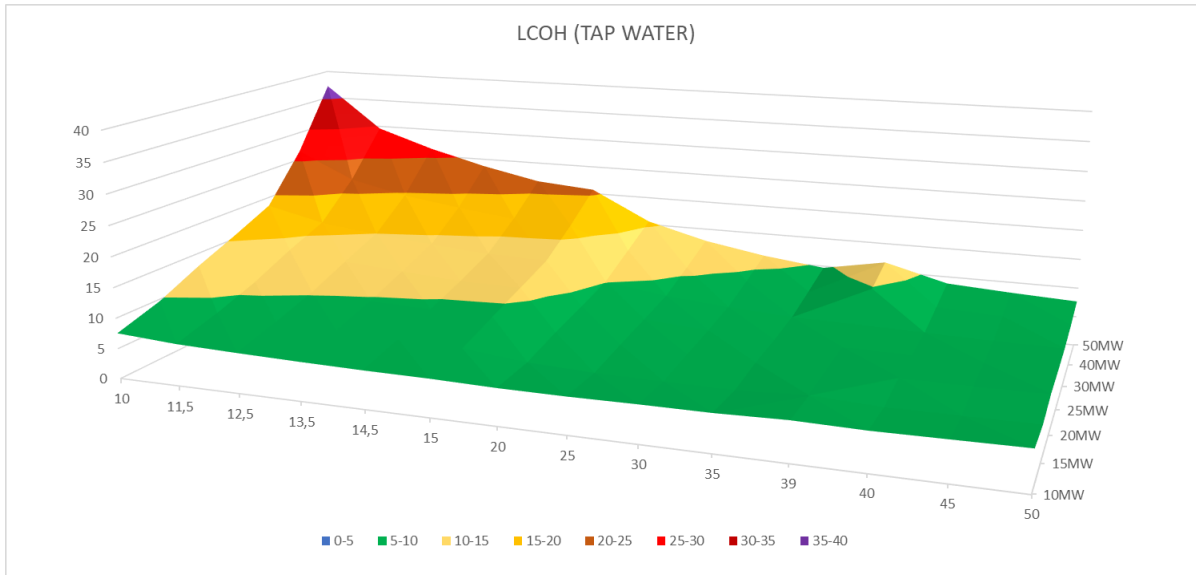
Η κύρια διαφοροποίηση βρίσκεται στις περιοχές μετάβασης του πίνακα από το πράσινο στο κίτρινο χρώμα, καθώς κάποιες τιμές που βρίσκονται κάτω από το όριο 7€/kgH₂ με διαφορετικό κόστος επεξεργασίας του νερού, το υπερβαίνουν και κρίνονται ως ακατάλληλες. Πρέπει να σημειωθεί πως πλέον ξεκάθαρα οι συνδυασμοί στους οποίους ο ηλεκτρολύτης έχει μεγαλύτερη ισχύ από τη φωτοβολταϊκή μονάδα κρίνονται μη αποδεκτοί.

Πίνακας 15: Ανάλυση ευαισθησίας LCOH ως προς MW PV & PEM για Waste water

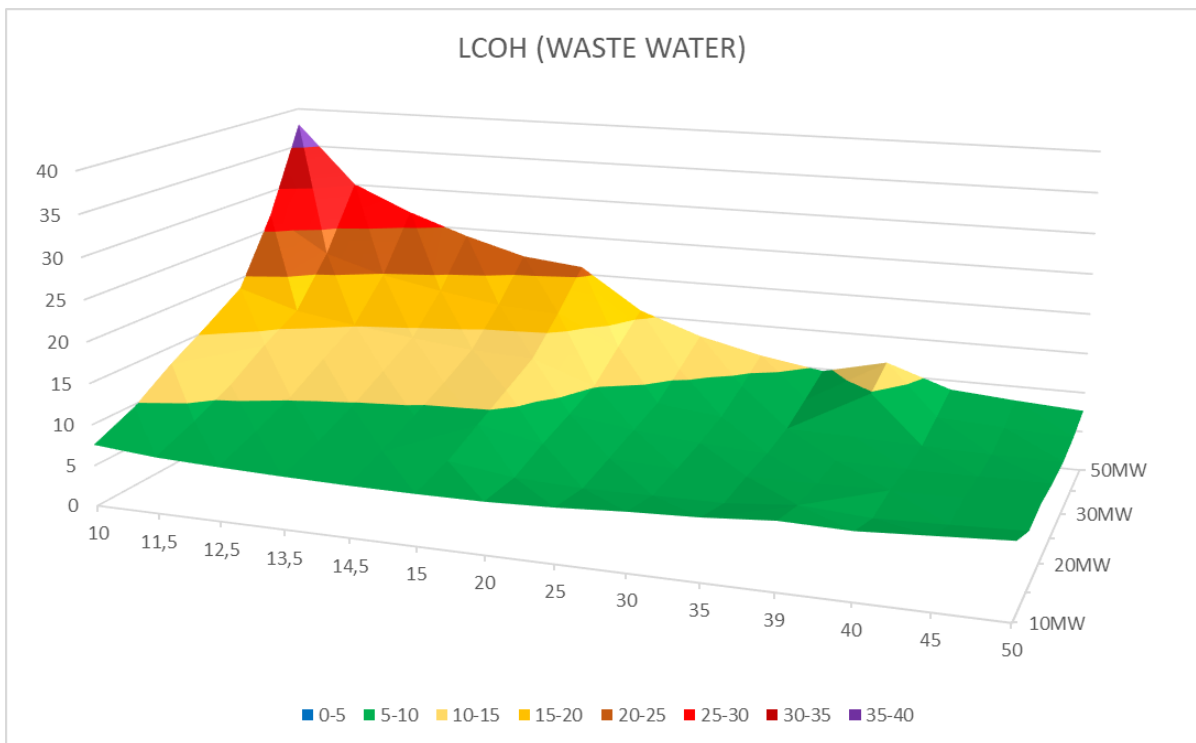
LCOH(WASTE WATER)								
MW PV /MW ELECTR	10	15	20	25	30	40	50	
2	37,792	40,275	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
5	12,985	17,692	26,934	37,922	59,267	848,612	0,000	
10	7,553	9,715	12,954	15,746	18,733	26,934	37,922	
11,5	6,896	8,752	10,968	13,914	16,377	22,216	30,094	
12,5	6,604	8,298	10,228	12,784	15,149	19,898	26,745	
13,5	6,389	7,952	9,748	11,973	14,182	18,407	24,032	
14,5	6,252	7,714	9,423	11,266	13,335	17,189	21,836	
15	6,207	7,383	9,274	11,087	12,954	16,705	20,980	
20	6,258	6,292	7,714	8,873	10,144	12,954	15,746	
25	6,548	5,940	6,820	7,714	8,637	10,703	12,954	
30	7,041	6,035	6,436	6,960	7,714	9,274	11,087	
35	7,375	6,113	6,434	6,528	7,064	8,374	9,764	
39	7,993	6,851	6,536	6,546	6,888	9,940	11,642	
40	7,848	6,322	6,713	6,402	6,630	7,714	8,873	
45	8,331	6,579	6,822	6,458	6,435	7,206	8,223	
50	8,824	6,870	7,090	6,585	6,407	6,819	7,714	

Πίνακας 16: Ανάλυση ευαισθησίας LCOH ως προς MW PV & PEM για Sea water

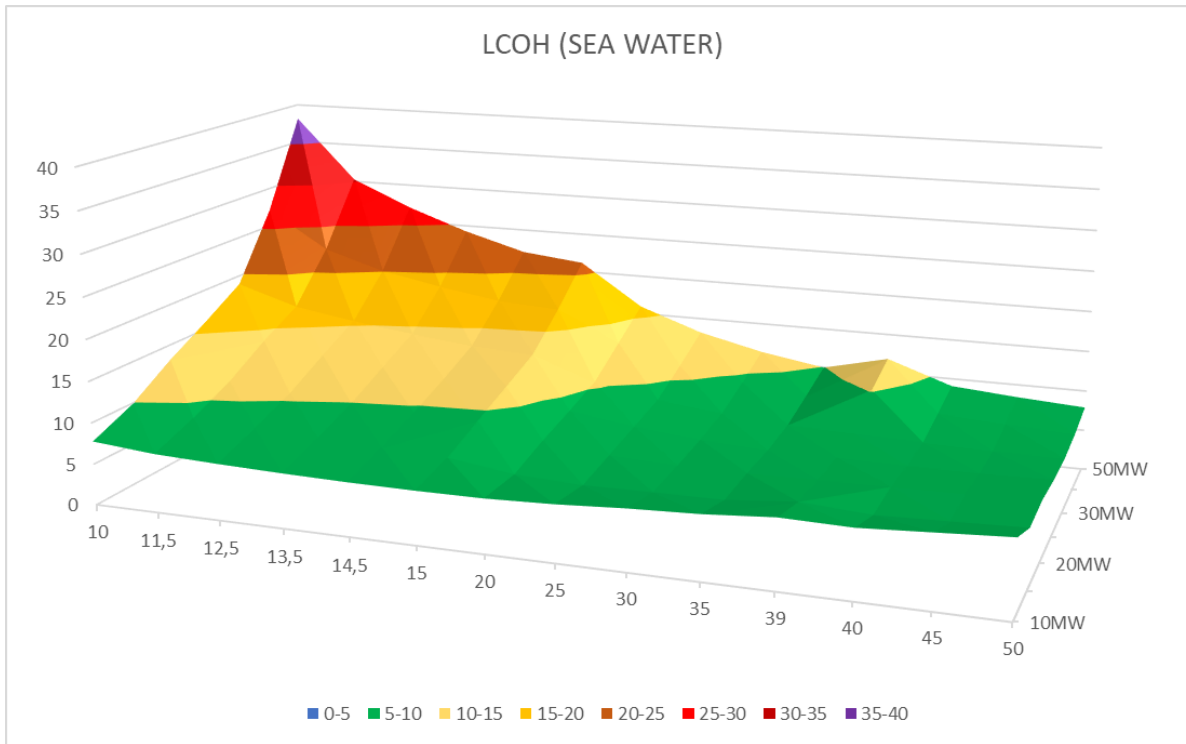
LCOH (SEA WATER)								
MW PV /MW ELECTR	10	15	20	25	30	40	50	
2	38,015	40,497	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
5	13,207	17,914	27,157	38,145	59,489	848,835	0,000	
10	7,776	9,937	13,177	15,968	18,955	27,157	38,145	
11,5	7,118	8,975	11,191	14,136	16,599	22,438	30,317	
12,5	6,826	8,520	10,450	13,006	15,372	20,120	26,967	
13,5	6,612	8,174	9,970	12,195	14,405	18,630	24,255	
14,5	6,474	7,937	9,645	11,489	13,557	17,412	22,059	
15	6,430	7,606	9,497	11,309	13,177	16,927	21,203	
20	6,480	6,514	7,936	9,095	10,367	13,177	15,968	
25	6,771	6,163	7,042	7,936	8,859	10,925	13,177	
30	7,263	6,258	6,658	7,183	7,936	9,497	11,309	
35	7,597	6,335	6,657	6,751	7,286	8,596	9,987	
39	8,215	7,074	6,758	6,768	7,111	10,162	11,864	
40	8,070	6,545	6,936	6,624	6,852	7,936	9,095	
45	8,554	6,802	7,044	6,681	6,658	7,429	8,445	
50	9,047	7,092	7,313	6,808	6,629	7,042	7,936	



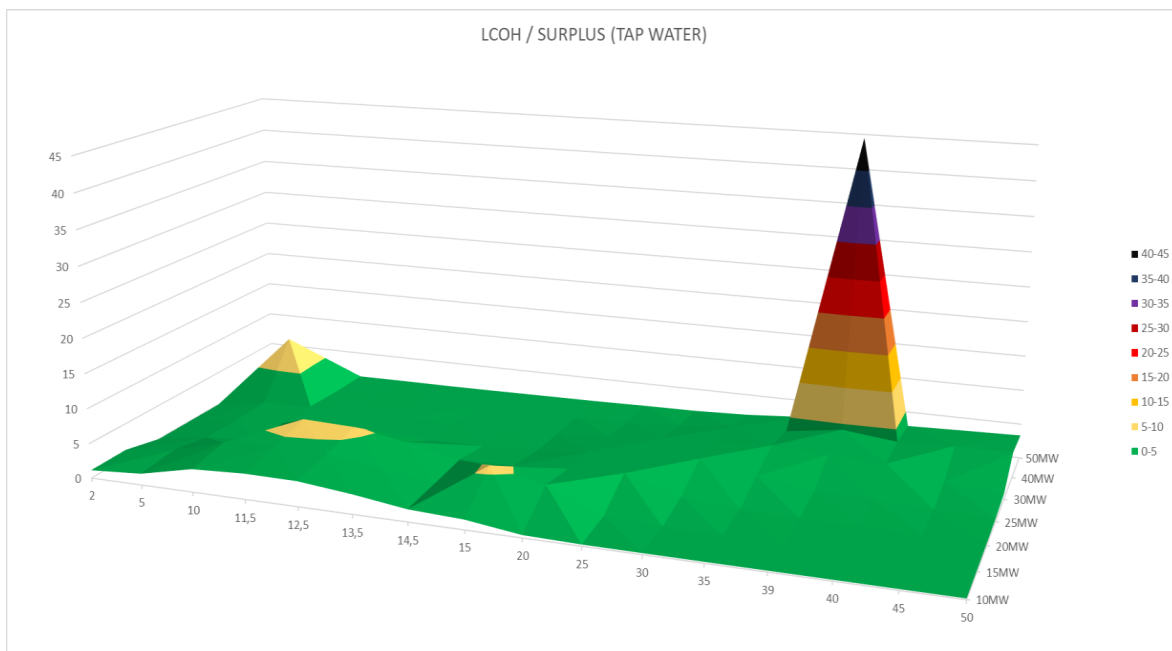
Εικόνα 25 :3D διάγραμμα μεταβολής LCOH ανά MW PV & PEM για Tap water



Εικόνα 26: 3D διάγραμμα μεταβολής LCOH ανά MW PV & PEM για Waste water



Εικόνα 27: 3D διάγραμμα μεταβολής LCOH ανά MW PV & PEM για Sea water



Εικόνα 28: 3D διάγραμμα μεταβολής LCOH/πλεόνασμα ενέργειας ανά MW PV & PEM για Tap water

4.2.3 Επίδραση πώλησης επιπλέον ενέργειας σε ώρες αιχμής και πώληση οξυγόνου

Ως ειδική συμπληρωματική ανάλυση εντάσσεται στη μελέτη το ενδεχόμενο ελάφρυνσης του κόστους παραγωγής υδρογόνου μέσω πώλησης δευτερευόντων προϊόντων, δηλαδή ηλεκτρικό ρεύμα και οξυγόνο. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζεται σε ιδιαίτερα μεγάλες τιμές ισχύος φωτοβολταϊκών όπου το πλεόνασμα ενέργειας ξεπερνά το 40-50%. Παράδειγμα για 50MW PV και 10MW PEM το σταθμισμένο κόστος υδρογόνου (LCOH) λόγω της εγκατάστασης διαμορφώνεται σε απαγορευτικό επίπεδο δηλαδή στα 8,80€. Ταυτόχρονα το σταθμισμένο κόστος για την μεγαβατώρα υπολογίζεται στα 63,77€⁴⁰, παράγοντας που σε συνδυασμό με το μεγάλο απόθεμα ηλεκτρικής ενέργειας⁴¹ (surplus) είναι ικανός να μειώσει την τελική τιμή του LCOH κάτω από τα 4€. Παρακάτω παρατίθεται απόσπασμα από τα υπολογιστικά φύλλα για τιμές LCOH μετά από πώληση πλεονάσματος ενέργειας για όλες τις πηγές νερού τροφοδοσίας:

		Tap min	Tap Max	Waste Mi	Waste Ma	Sea Min	Sea Max
Με πώληση SURPLUS MWh	CAPEX (€)	3890833,019	3908650	3891420	3930646	3959424	4041123
σε τιμή κόστους	OPEX (€)	1169847,833	1190690	1172416	1190730	1232085	1305611
	Πώληση MWh	2910822,09	2933058	2912637	2945733	2986073	3075355
Τελικό Κόστος->	LCOH (€/kgH2)	3,746331964	3,77495	3,748667	3,791263	3,843182	3,958092

Εικόνα 29: Απόσπασμα υπολογιστικού φύλλου για τελική τιμή LCOH μετά την πώληση πλεονάσματος ενέργειας

Αντιστοίχως με παρόμοια λογική είναι δυνατόν να γίνει χρήση του παραγόμενου οξυγόνου και από τα προβλεπόμενα έσοδα να γίνει ανταγωνιστικότερη η τιμή του υδρογόνου. Η υψηλή καθαρότητα του παραγόμενου από ηλεκτρόλυση υδρογόνου αποτελεί επιπλέον επιχειρήμα υπέρ της αξιοποίησης, καθώς η πώληση οξυγόνου για ιατρικές χρήσεις (99,5+% καθαρότητα) συμπεριλαμβάνει πολύ υψηλότερες τιμές πώλησης απ' ότι για βιομηχανικές χρήσεις. Σε μια γενική προσέγγιση το οξυγόνο για ιατρικές χρήσεις είναι 2-4 φορές ακριβότερο (Medical Oxygen 0,64€ - 1,28€, Industrial Oxygen 0,19€ - 0,32€, οι τιμές υπολογίζονται από USD βάσει της τρέχουσας ισοτιμίας).

Η τρέχουσα ανάλυση όσον αφορά την πώληση οξυγόνου διεξάγεται εντός θεωρητικού πλαισίου παρουσίασης λύσεων που θα καθιστούσαν την τιμή του πράσινου υδρογόνου πιο ανταγωνιστική σε σύγκριση ακόμα και με τις πιο μη φιλικές μορφές. Παρόλο που βιβλιογραφικά υπάρχουν αναφορές για υψηλότερες τιμές οξυγόνου υψηλής καθαρότητας (high purity 99.5+%), όπως παρατίθεται στο παρακάτω απόσπασμα από το υπολογιστικό φύλλο, η τιμή που επιλέγεται είναι

⁴⁰ Η συγκεκριμένη τιμή είναι αρκετά χαμηλή για να είναι ανταγωνιστική στο τρέχον περιβάλλον αγοράς ενέργειας και αρκετά υψηλή για να μειώσει εντυπωσιακά την τιμή του LCOH.

⁴¹ Οφείλεται στην αναλογία PV:PEM η οποία είναι 5:1 και είναι αρκετά αυξημένη σε σχέση με το εύρος των αποδοτικότερων αναλογιών

0,45€/kgO₂. Η τιμή αυτή επιλέχθηκε προκειμένου να μην υποτιμηθεί η ποιότητα του παραγόμενου οξυγόνου αλλά και να ενταχθούν πιθανά επιπλέον κόστη της διαδικασίας πώλησης. Στόχος είναι η όσο το δυνατόν πιο ρεαλιστική προσέγγιση σύμφωνα με τις συνθήκες της αγοράς.

TAP MIN	
Με Πώληση Οξυγόνου (tonO ₂)	2364,714
Αρχικό LCOH (€/kgH ₂)	8,819
Τιμή (€/kgO ₂)	0,450
Τελικό LCOH (€/kgH ₂)	6,964
Διαφορά (€)	1,854

Εικόνα 30: Απόσπασμα πίνακα μεταβολής τιμής LCOH βάσει της πώλησης παραγόμενου οξυγόνου

Ο πίνακας αναφέρεται σε ηλεκτρολύτη 10MW και πηγή νερού τροφοδοσίας Tap water. Είναι επόμενο πως όσο η παραγόμενη ποσότητα υδρογόνου αυξάνεται με την αύξηση της ισχύος του συστήματος PEM, οι παραγόμενοι τόνοι οξυγόνου πολλαπλασιάζονται και έχουν ακόμη μεγαλύτερο αντίκτυπο στη ελάττωση της τιμής του LCOH. Ακόμη και η πώληση του οξυγόνου σε τιμές βιομηχανικών χρήσεων αξίζει να πραγματοποιηθεί, ειδικά για μεγάλες ποσότητες οξυγόνου. Παρόλαυτα η ανάλυση παραμένει θεωρητική σε μεγάλο βαθμό και δεν είναι εκτενέστερη λόγω της μη εξέτασης όλων των πιθανών εμπορικών συμφωνιών της εκάστοτε μονάδας παραγωγής.

5. Συμπεράσματα

Η παρούσα μελέτη ανέδειξε τη σημασία της βέλτιστης διαστασιολόγησης και χρήσης της ισχύος των φωτοβολταϊκών συστημάτων και του ηλεκτρολύτη, προκειμένου να επιτευχθεί η μέγιστη ενεργειακή απόδοση κατά την παραγωγή πράσινου υδρογόνου. Ειδικότερα, η ανάλυση έδειξε ότι η βέλτιστη αναλογία ισχύος μεταξύ ηλεκτρολύτη και φωτοβολταϊκού συστήματος (PEM:PV) κυμαίνεται από 0,5 έως 0,85, με τη βέλτιστη απόδοση να σημειώνεται όταν η ισχύς του ηλεκτρολύτη είναι 15 MW και η φωτοβολταϊκή εγκατάσταση ανέρχεται στα 25 MW. Αυτή η ρύθμιση εξασφαλίζει ότι η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια καλύπτει τις ανάγκες της ηλεκτρόλυσης και περιορίζει τις απώλειες ενέργειας.

Η τεχνοοικονομική ανάλυση επιβεβαίωσε ότι η χρήση νερού δικτύου ύδρευσης αποτελεί την πιο οικονομική επιλογή για την παραγωγή πράσινου υδρογόνου, με κόστος παραγωγής να κυμαίνεται κάτω από 6 €/kg H₂, υπό συγκεκριμένες συνθήκες λειτουργίας. Ωστόσο, το επεξεργασμένο νερό αποβλήτων και το θαλασσινό νερό, αν και παρουσιάζουν υψηλότερο κόστος λόγω της ανάγκης πρόσθετης επεξεργασίας, παραμένουν εναλλακτικές λύσεις που μπορούν να ενσωματωθούν σε μελλοντικές εφαρμογές. Παρατηρήθηκε ότι, όταν το κόστος επεξεργασίας του νερού αυξάνεται, το τελικό κόστος παραγωγής μπορεί να υπερβεί το όριο των 7 €/kg H₂, καθιστώντας κάποιες περιπτώσεις μη βιώσιμες για εφαρμογή.

Επιπλέον, η μελέτη κατέδειξε ότι η πώληση της πλεονάζουσας ενέργειας, η οποία παράγεται κατά τις ώρες αιχμής, καθώς και του οξυγόνου που προκύπτει από τη διαδικασία της ηλεκτρόλυσης, μπορεί να λειτουργήσει ενισχυτικά στην οικονομική βιωσιμότητα της εγκατάστασης. Οι παράλληλες αυτές ωφέλειες συμβάλλουν στη μείωση του τελικού κόστους παραγωγής υδρογόνου, ιδιαίτερα σε μεγάλης ισχύος φωτοβολταϊκά συστήματα, όπου το πλεόνασμα ενέργειας φτάνει σε επίπεδα άνω του 40-50%. Σε αυτό το πλαίσιο υπάρχουν ισχυρές ενδείξεις ότι μπορεί να υπάγεται και η πώληση του παραγόμενου οξυγόνου και συγκεκριμένα για μεγάλες τιμές ισχύος ηλεκτρόλυσης. Ακόμη και όσον αφορά σενάρια με λόγους PV:PEM εκτός των αποδεκτών τιμών, με πώληση του οξυγόνου με συγκεκριμένες ποιοτικές και οικονομικές παραμέτρους, παρατηρείται πως μετατρέπονται σε βιώσιμες και αποδεκτές οικονομικά λύσεις.

Τέλος, προτείνεται η περαιτέρω διερεύνηση του ρόλου του πράσινου υδρογόνου στο ενεργειακό μείγμα, λαμβάνοντας υπόψη διαφορετικές πηγές τροφοδοσίας νερού και τις τεχνολογικές εξελίξεις στην ηλεκτρόλυση. Η ανάγκη για μείωση του κόστους της ηλεκτρόλυσης παραμένει κρίσιμη για την αύξηση της ανταγωνιστικότητας του πράσινου υδρογόνου σε σχέση με τα παραδοσιακά ορυκτά καύσιμα και για την επίτευξη των στόχων απανθρακοποίησης της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Συνεπώς, τα ευρήματα της παρούσας εργασίας αποτελούν σημαντική βάση

για τον σχεδιασμό μελλοντικών εφαρμογών πράσινου υδρογόνου σε βιομηχανικές και ενεργειακές υποδομές.

6. Βιβλιογραφία

[1] , [3], [9] **Strategic Research and Innovation Agenda 2021–2027**

Undertaking CAgenda (2022) 2021 2027

[2] **Implementing the EU Climate Law via the ‘Fit for 55’ package** Schlacke S, Wentzien H, Köster
MOxford Open Energy (2022)

[4] **Redrawing the EU’s energy relations: Getting it right with African renewable hydrogen** , Kneebone
J(2022)

[5] **How much electrical energy storage do we need? A synthesis for the US, Europe, and Germany**
Cebulla F, Haas J, Mancarella PJournal of Cleaner Production (2018) 181 449-459

[6] **Intermittent renewable energy sources: The role of energy storage in the european power system
of 2040**

Zsiborács H, Baranyai N, Pintér GElectronics (2019) 8(7) 729

[7] **Hydrogen—An alternative fuel for automotive diesel engines used in transportation,**
Cernat A, Pana C, Fuioreescu DSustainability (2020) 12(22) 9321

[8] **Use of hydrogen in public transport systems,**

Pyza D, Gołda P, Sendek-Matysiak EJournal of Cleaner Production (2022) 335 130247

[10] **Power-to-hydrogen and hydrogen-to-X energy systems for the industry of the future in Europe**
Genovese M, Schlüter A, Fragiacommo PInternational Journal of Hydrogen Energy (2023)

[11] **Decarbonisation and hydrogen integration of steel industries: Recent development, challenges
and technoeconomic analysis**

Shahabuddin M, Brooks G, Rhamdhani MJournal of Cleaner Production (2023) 136391

[12] **Matus Muron (Ch. 2), Grzegorz Pawelec**

Kuhn M, Fraile D, Marsili L

[13] **Probabilistic risk assessment of fire and explosion of onboard high-pressure hydrogen system,**
Ma Q, He Y,

Zhang ZInternational Journal of Hydrogen Energy (2024) 50 1261-1273

[14] **Matus Muron (Ch. 2), Grzegorz Pawelec Kuhn M, Fraile D, Marsili L**

[15] **Probabilistic risk assessment of fire and explosion of onboard high-pressure hydrogen system**
Ma Q, He Y,

Zhang ZInternational Journal of Hydrogen Energy (2024) 50 1261-1273

[16] , [18] **Research and strategies for efficient electrocatalysts towards anodic oxygen evolution
reaction in seawater electrolysis system**

Zhang H, Zuo L, [...] Sun J

Journal of Materials Science & Technology (2024) 187 123-140

[17] **Metallic Cu-incorporated NiFe layered double hydroxide nanosheets enabling energy-saving**

hydrogen generation from chlorine-free seawater electrolysis coupled with sulfion upcycling

Jiang J, Tian Y, Ai L *LFuel* (2024) 367 131506

[19] Fundamentals and costing of MSF desalination plants and comparison with other technologies

Borsani R, Rebagliati S *Desalination* (2005) 182(1) 29-37

[20] A comprehensive review of energy consumption of seawater reverse osmosis desalination plants

Kim J, Park K, Hong S *Applied Energy* (2019) 254 113652

[21] A hybrid electrochemical system for spontaneous green-hydrogen production with simultaneous desalination using catechol oxidation

Kim N, Kim B, Chung C *Desalination* (2024) 580 117541

[22] Design and simulation of an off-grid marine current-powered seawater desalination and hydrogen production system

Ren H, Liu H, Li W *Renewable Energy* (2024) 120472

[23] The economics of wastewater treatment decentralization: a techno-economic evaluation

Garrido-Baserba M, Vinardell S, Poch M *Environmental science & technology* (2018) 52(15) 8965-8976

