ΣΟΛΑΝΑΚΗΣ ΕΥΑΓΓΕΛΟΣ ΒΑΣΙΛΕΙΟΣ

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ, ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΟΥ H_2 (POWER-TO-H_2-TO-POWER)

Τομέας Θερμότητας, Εργαστήριο Ατμοκινητήρων και Λεβήτων

Επιβλέπων: Δρ. Σωτήριος Καρέλλας, Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Φεβρουάριος 2022

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

SOLANAKIS EVANGELOS VASILEIOS

SCHOOL OF MECHANICAL ENGINEERING

ECONOMIC EVALUATION OF AN INDUSTRIAL APPLICATION FOR PRODUCTION, STORAGE AND UTILIASATION OF RENEWABLE H_2 (POWER-TO- H_2-TO-POWER)

Laboratory of Steam Boilers and Thermal Plants

Supervisor: Dr. Sotirios Karellas, Full Professor at National Technical University of Athens

Athens, February 2022

<u>Υπεύθυνη δήλωση</u> 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.

Σολανάκης Ευάγγελος

Περιεχόμενα

Κατάλογος Πινάκων 6
Κατάλογος Εικόνων 8
1. Εισαγωγή 12
1.1 Ανασκόπηση νομοθεσίας για πράσινη ενέργεια στην Ευρώπη 12
1.2 Περιορισμοί των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας 13
1.3 Διάρθρωση διπλωματικής εργασίας 13
2. Το υδρογόνο ως ενεργειακός φορέας του μέλλοντος 15
2.1 Γενικά στοιχεία για το υδρογόνο 15
2.2 Ιστορικά Στοιχεία για το υδρογόνο 15
2.3 Κατηγορίες Υδρογόνου με βάση τη μέθοδο παραγωγής 16
2.4 Η ανάγκη για υιοθέτηση πιο πράσινων μεθόδων παραγωγής υδρογόνου 18
2.5 Ηλεκτρόλυση Υδρογόνου 19
2.5.1 Αλκαλική Ηλεκτρόλυση 20
2.5.2 Ηλεκτρόλυση Στερεού Ηλεκτρολύτη 21
2.5.3 Ηλεκτρόλυση σε ηλεκτρολύτη πολυμερικής μεμβράνης 22
2.5.4 Τυπική εγκατάσταση PEM ηλεκτρόλυσης 23
2.5.5 Σύγκριση μεθόδων ηλεκτρόλυσης 25
2.6 Παρουσίαση Εγκαταστάσεων σε Γαλλία και Ελλάδα και σύγκριση τους με αντίστοιχα έργα 26
2.7 Συμπίεση & Αποθήκευση Υδρογόνου 28
2.8 Παραγωγή ηλεκτρισμού με χαμηλές εκπομπές CO_2 29
2.9 Βιβλιογραφική ανασκόπηση οικονομικών μελετών για εγκαταστάσεις παραγωγής υδρογόνου 29
3. Εργαλεία και μέθοδοι τεχνοοικονομικής ανάλυσης επένδυσης 33
3.1 Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value) 33
3.2 Περίοδος αποπληρωμής της επένδυσης 33
3.3 Σταθμισμένο κόστος παραγόμενης ενέργειας(LCOE) & σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου ($LCOH_2$) 33
4. Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά των εγκαταστάσεων και αξιολόγηση των επενδύσεων 35
4.1 Εισαγωγή 35
4.2 Τεχνοοικονομικά Χαρακτηριστικά Πιλοτικής Εγκατάστασης 36
4.2.1 Παρούσα Κατάσταση 36
4.2.2 Βασικό Σενάριο 37
4.2.3 Σενάριο Διπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης 40
4.2.4 Σενάριο Τριπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης 42
4.2.5 Σενάριο Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη σε όλες τις ώρες με πλεόνασμα ενέργειας (4404 ώρες) 45
4.2.6 Σενάριο Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη στις ώρες με πλεόνασμα ενέργειας με μέση τιμή ρεύματος 5€/MWh (1610 ώρες) 46
4.2.7 Μελλοντικό Σενάριο 2030 47
4.3 Αποτελέσματα και συμπεράσματα από την οικονομική ανάλυση των σεναρίων50

4.4 Τεχνοοικονομικά Χαρακτηριστικά Εγκατάστασης Μεγάλης Κλίμακας 51
4.4.1 Παρούσα κατάσταση 51
4.4.2 Βασικό Σενάριο 53
4.4.3 Σενάριο Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη σε όλες τις ώρες με πλεόνασμα ενέργειας (4404 ώρες) 61
4.4.4 Σενάριο Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη στις ώρες με πλεόνασμα ενέργειας με μέση τιμή ρεύματος 5€/MWh (1610 ώρες) 62
4.4.5 Μελλοντικό Σενάριο 2030 63
4.5 Αποτελέσματα και συμπεράσματα από την οικονομική ανάλυση των σεναρίων67
4.6 Ανάλυση Ευαισθησίας-Εισαγωγή 68
4.7 Ανάλυση Ευαισθησίας Πιλοτικής Εγκατάστασης 69
4.8 Ανάλυση Ευαισθησίας Εγκατάστασης Μεγάλης Κλίμακας 71
4.9 Αποτίμηση συμπερασμάτων από την ανάλυση ευαισθησίας και των δύο εγκαταστάσεων 72
5. Συμπεράσματα 74
5.1 Συζήτηση αποτελεσμάτων 74
5.2 Προτάσεις για μελλοντική έρευνα 75
6. Κατάλογος Αναφορών 76

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 2-1 Βασικά Τεχνοοικονομικά Χαρακτηριστικά Τεχνολογιών Ηλεκτρόλυσης..... 30
Πίνακας 4-1 Βασικές οικονομικές παραδοχές για την οικονομική αξιολόγηση των σεναρίων 35
Πίνακας 4-2 Τεχνικά χαρακτηριστικά βασικού σεναρίου - Γαλλία 36
Πίνακας 4-3 Οικονομικά χαρακτηριστικά βασικού σεναρίου- Γαλλία..... 36
Πίνακας 4-4 Ανάλυση κόστους επένδυσης σεναρίου αναφοράς-Πιλοτική εγκατάσταση 38
Πίνακας 4-5 Οικονομικά χαρακτηριστικά Σεναρίου Αναφοράς-Πιλοτική εγκατάσταση..... 39
Πίνακας 4-6 Ανάλυση κόστους επένδυσης σεναρίου Διπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης- Πιλοτική εγκατάσταση 40
Πίνακας 4-7 Οικονομικά χαρακτηριστικά σεναρίου Διπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης- Πιλοτική εγκατάσταση 42
Πίνακας 4-8 Ανάλυση κόστους επένδυσης σεναρίου τριπλάσιας εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτρόλυσης- πιλοτική εγκατάσταση 43
Πίνακας 4-9 Οικονομικά Χαρακτηριστικά Σεναρίου Τριπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης- Πιλοτική Εγκατάσταση 44
Πίνακας 4-10 Οικονομικά χαρακτηριστικά Σεναρίου Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη σε όλες τις ώρες με πλεόνασμα ενέργειας – Πιλοτική εγκατάσταση..... 45
Πίνακας 4-11 Οικονομικά Χαρακτηριστικά Σεναρίου Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη Στις Ώρες Με Πλεόνασμα Ενέργειας Με Μέση Τιμή Ρεύματος 5€/Mwh 46
Πίνακας 4-12 Πίνακας παραδοχών μελλοντικού σεναρίου-Πιλοτική εγκατάσταση 47
Πίνακας 4-13 Ανάλυση κόστους επένδυσης μελλοντικού σεναρίου -Πιλοτική εγκατάσταση 48
Πίνακας 4-14 Οικονομικά χαρακτηριστικά μελλοντικού σεναρίου- Πιλοτική Εγκατάσταση 49
Πίνακας 4-15 Πίνακας αποτελεσμάτων τεχνοοικονομικής ανάλυσης των σεναρίων πιλοτικής εγκατάστασης 51
Πίνακας 4-16 Τεχνικά χαρακτηριστικά βασικού σεναρίου-Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας..... 52
Πίνακας 4-17 Οικονομικά χαρακτηριστικά βασικού σεναρίου- Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας 53
Πίνακας 4-18 Ανάλυση κόστους επένδυσης σεναρίου αναφοράς - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας 54
Πίνακας 4-19 Οικονομικά χαρακτηριστικά σεναρίου αναφοράς- Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας... 55
Πίνακας 4-20 Ανάλυση κόστους επένδυσης Σεναρίου Διπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας..... 56
Πίνακας 4-21 Οικονομικά χαρακτηριστικά Σεναρίου Διπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας 58
Πίνακας 4-22 Ανάλυση κόστους επένδυσης Σεναρίου Τριπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας..... 59
Πίνακας 4-23 Οικονομικά Χαρακτηριστικά Σεναρίου Τριπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης - Εγκατάσταση Μεγάλης Κλίμακας 60
Πίνακας 4-24 Οικονομικά χαρακτηριστικά σεναρίου Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη σε όλες τις ώρες με πλεόνασμα ενέργειας - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας..... 61
Πίνακας 4-25 Οικονομικά χαρακτηριστικά Σεναρίου Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη στις ώρες με πλεόνασμα ενέργειας με μέση τιμή ρεύματος 5€/MWh - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας 62
Πίνακας 4-26 Πίνακας παραδοχών μελλοντικού σεναρίου-Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας..... 63

Πίνακας 4-27 Ανάλυση κόστους επένδυσης μελλοντικού σεναρίου 2030 - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας 64
Πίνακας 4-28Οικονομικά χαρακτηριστικά μελλοντικού σεναρίου – Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας 66
Πίνακας 4-29 Πίνακας αποτελεσμάτων τεχνοοικονομικής ανάλυσης εγκατάστασης μεγάλης κλίμακας 67

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1 Ποσοστό Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ στην Ευρώπη[2] 12
Εικόνα 2 Σχηματική Απεικόνιση Τεχνολογίας βασισμένης στο υδρογόνο [6] 16
Εικόνα 3 Διάγραμμα ροής ενσωμάτωσης υδρογόνου στην οικονομία[14] 18
Εικόνα 4 Μέθοδοι Παραγωγής & Αξιοποίησης Υδρογόνου [4] 19
Εικόνα 5 Σχηματική απεικόνιση & εξισώσεις αλκαλικής ηλεκτρόλυσης[7] 20
Εικόνα 6 Σχηματική Απεικόνιση & Εξισώσεις Ηλεκτρόλυσης Στερεού Ηλεκτρολύτη[1] 21
Εικόνα 7 Σχηματική Απεικόνιση & Εξισώσεις PEM Ηλεκτρόλυσης [7] 22
Εικόνα 8 Τυπική Διάταξη Εγκατάστασης PEM Ηλεκτρόλυσης[5] 23
Εικόνα 9 Απεικόνιση συστήματος Πιλοτικής Εγκατάστασης 27
Εικόνα 10 Συμπιεστής Υδρογόνου Howden [3] 27
Εικόνα 11 Αεριοστρόβιλος SIEMENS SGT-400[1] 28
Εικόνα 12 Μεταβολή κόστους παραγωγής υδρογόνου συναρτήσει των ωρών λειτουργίας, του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας και το κόστος του ηλεκτρολύτη[39] 31
Εικόνα 13 Σύγκριση τιμών LCOH ανάμεσα στις διάφορες πηγές ενέργειας ηλεκτρόλυσης με τη μέθοδο SMR[27] 32
Εικόνα 14 Τεχνικά χαρακτηριστικά SILYZER [32] 37
Εικόνα 15 Καταμερισμός Κόστους Βασικού Σεναρίου - Πιλοτική Εγκατάσταση 39
Εικόνα 16 Καταμερισμός Κόστους Σεναρίου Διπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης- Πιλοτική εγκατάσταση 41
Εικόνα 17 Καταμερισμός Κόστους Σεναρίου Τριπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης- Πιλοτική Εγκατάσταση 44
Εικόνα 18 Καταμερισμός κόστους μελλοντικού σεναρίου- Πιλοτική Εγκατάσταση 49
Εικόνα 19 Τεχνικά Χαρακτηριστικά SILYZER 300[32] 52
Εικόνα 20 Καταμερισμός Κόστους Βασικού Σεναρίου- Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας 55
Εικόνα 21 Καταμερισμός Κόστους Σεναρίου Διπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας 57
Εικόνα 22 Καταμερισμός Κόστους Σεναρίου Τριπλάσιας Ισχύος- Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας ... 60
Εικόνα 23 Καταμερισμός Κόστους Μελλοντικού Σεναρίου- Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας 65
Εικόνα 24 Ανάλυση Ευαισθησίας ΚΠΑ – Πιλοτικής Εγκατάστασης 69
Εικόνα 25 Ανάλυση Ευαισθησίας LCOE - Πιλοτικής Εγκατάστασης 69
Εικόνα 26 Ανάλυση Ευαισθησίας LCOH – Πιλοτικής Εγκατάστασης 70
Εικόνα 27 Συγκριτικός Πίνακας Σεναρίων 70
Εικόνα 28 Ανάλυση Ευαισθησίας ΚΠΑ – Εγκατάσταση Μεγάλης Κλίμακας 71
Εικόνα 29 Ανάλυση Ευαισθησίας LCOE – Εγκατάσταση Μεγάλης Κλίμακας 71
Εικόνα 30 Ανάλυση Ευαισθησίας LCOH – Εγκατάσταση Μεγάλης Κλίμακας 72
Εικόνα 31 Συγκριτικός Πινακας Σεναρίων 72

Περίληψη

Στην παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε Τεχνοοικονομική Ανάλυση συστήματος αποθήκευσης περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενης από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας με τη μορφή υδρογόνου μέσω της PEM ηλεκτρόλυσης. Το σύστημα αυτό πρόκειται να ενσωματωθεί αρχικά σε μονάδα ΣΗΘΥΑ ισχύος 12MW_{el} στη περιοχή Saillat-sur-Vienne της Γαλλία όπου βρίσκεται στο στάδιο της κατασκευής, ενώ πραγματοποιείται και αντίστοιχη μελέτη για ενσωμάτωση πανομοιότυπου συστήματος σε εγκατάσταση ΣΗΘΥΑ ισχύος 132,5MW_{el} στη περιοχή Άσπρα Σπίτια Βοιωτίας που ανήκει στην εταιρία «Αλουμίνιον της Ελλάδος» .

Βασικός στόχος της παρούσας εργασίας είναι η μελέτη της οικονομικής βιωσιμότητας αντίστοιχων συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας και η εύρεση των συνθηκών που θα κάνουν την υπό μελέτη τεχνολογία ανταγωνιστική στο μέλλον, έτσι ώστε να επιτευχθούν οι κλιματικοί στόχοι που έχουν τεθεί από την Ευρωπαϊκή Ένωση όχι μόνο για την μείωση των εκπομπών CO_2 αλλά και την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ, καθώς η μεγάλη εποχικότητα που παρουσιάζουν στην παραγωγή ενέργεια τους, οδηγεί σε περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο οι οποία μένει ανεκμετάλλευτη.

Η οικονομική μοντελοποίηση όλων των σεναρίων που παρουσιάζονται έγινε με τη βοήθεια λογισμικού υπολογιστικών φύλλων. Για την εγκατάσταση στη Γαλλία έγινε λεπτομερής σχεδιασμός του εξοπλισμού που θα εξοπλίσει την αντίστοιχη εγκατάσταση του από ανώτερους φορείς ενώ στην Ελλάδα έγινε ανάλυση των απαιτήσεων με της υπό κατασκευής εγκατάστασης.

Abstract

In the present dissertation, a Techno-Economic Analysis of an energy storage system was conducted. The excess electricity which is being produced from renewable energy sources will be stored in the form of green hydrogen via PEM electrolysis and then been converted in electric energy through a gas turbine. This system is about to be integrated in a $12MW_{el}$, CHP Power Plant in the region Saillat-sur-Vienne in France, where is currently under construction, while the integration of a similiar system in an larger scale($132,5MW_{el}$) CHP Power Plant in the region of Aspra Spitia in Greece is being studied.

The main objective of this dissertation, is to study the economic sustainability of the current energy storage system and to find the necessary conditions of such systems in order to be economic competitive in the near future, in order to achieve the climate targets set by the European Union, not only to reduce CO_2 emission but also to increase the installed capacity of renewable energy sources, because due to their seasonality, the grid is provided with surplus electricity which is being unexploited

The economic modeling of all the scenarios presented in this study, were carried out with the help of Spreadsheet software. For the equipment of the power plant in France a detailed design was conducted, while for the respective one in Greece the requirement analysis of such system was based on the French Power Plant

Συντομογραφίες

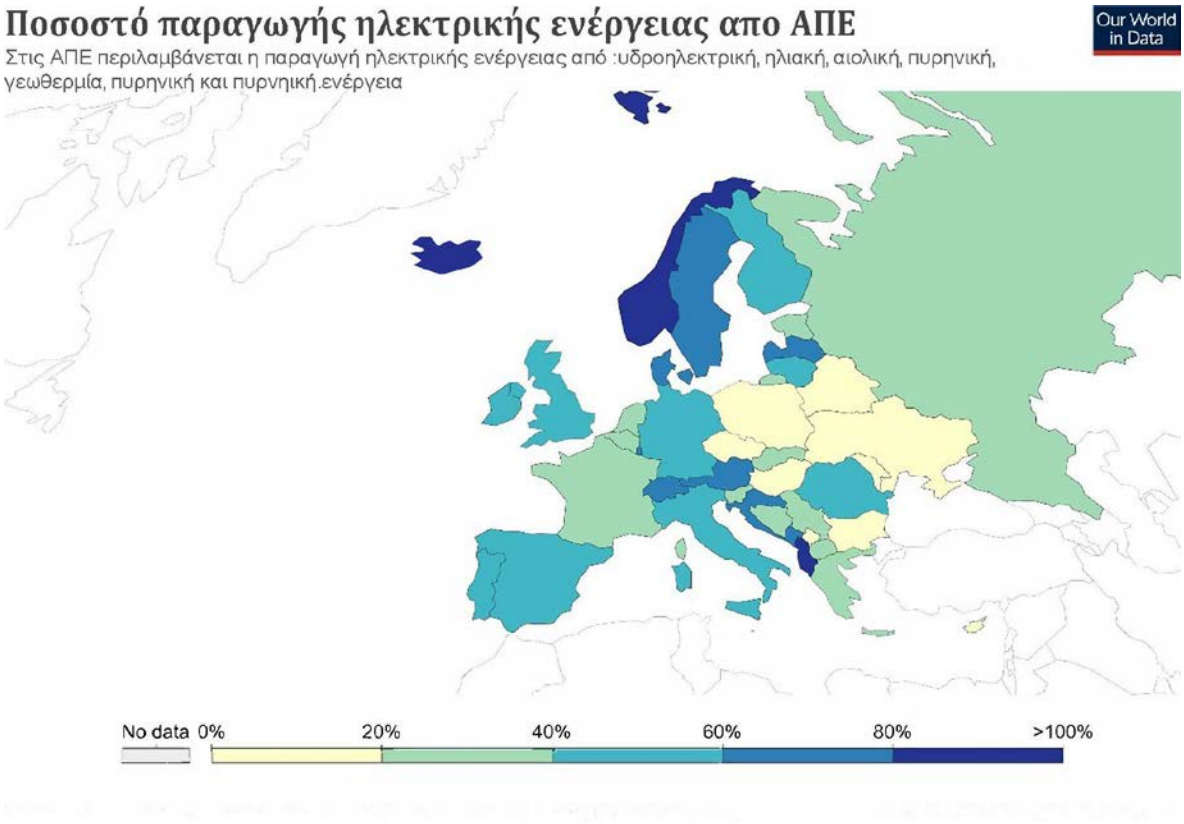
Ακρωνύμια

ENTSO-E	Ευρωπαϊκό δίκτυο διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας
$LCOH_2$	Σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου
LCOE	Σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου
NPV	Καθαρή παρούσα αξία
PbP	Περίοδος αποπληρωμής επένδυσης
SMR	Αναμόρφωση μεθανίου
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση

1. Εισαγωγή

1.1 Ανασκόπηση νομοθεσίας για πράσινη ενέργεια στην Ευρώπη

Με την παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας , τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου και την ρύπανση του αέρα να βρίσκονται σε διαρκή αύξηση , κρίνεται απαραίτητο να αναπτυχθούν και να χρησιμοποιηθούν νέοι εναλλακτικοί τρόποι ενέργειας από τα ορυκτά καύσιμα . Επιπλέον η αύξηση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου και η εξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα για παραγωγή ενέργειας , αποτελούν σημαντικούς λόγους για τη μετάβαση σε νέους εναλλακτικές μεθόδους και για την ενθάρρυνση για μελλοντικές επενδύσεις σε νέες τεχνολογίες .



Εικόνα 1 Ποσοστό Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ στην Ευρώπη[2]

Στην Ευρωπαϊκή Ένωση έχει θεσπιστεί η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία , η οποία ανάμεσα στις πολλές προτάσεις , αφορά ενεργειακά και κλιματικά θέματα. Πιο συγκεκριμένα η Επιτροπή έθεσε το στόχο για το 2030 να υπάρξει μείωση των καθαρών εκπομπών αερίων

του θερμοκηπίου κατά 55% σε σύγκριση με τα νούμερα του 1990 σε πρώτη φάση, και σε δεύτερη φάση μηδενικές εκπομπές αερίων θερμοκηπίου έως το 2050 στην Ευρώπη [8]. Στις μέρες μας η παραγωγή και χρήση ενέργειας ευθύνονται για πάνω από το 75% των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου της στην Ευρώπη. Όπως είναι αντιληπτό η ανάγκη γιατην απανθρακοποίηση του ενεργειακού συστήματος κρίνεται μείζονος σημασίας για την επίτευξη των στόχων που προβλέπονται στην Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία.

Η επίτευξη των στόχων του 2050, προβλέπεται να επιτευχθεί με την ενσωμάτωση συστημάτων υψηλής ενεργειακής απόδοσης και με χρήση ανανεώσιμης ενέργειας. Μια μελέτη που δημοσιεύτηκε πρόσφατα από την Artleys, παρουσιάζει τη συμπαραγωγή ως το βασικό μέσο για την επίτευξη των παραπάνω στόχων στην ΕΕ. Πιο συγκεκριμένα η ενσωμάτωση και βελτιστοποίηση συστημάτων ΣΗΘ μπορεί να οδηγήσει σε μείωση του κόστους παραγωγής ενέργειας της τάξης των 4,1-8,2 δισεκατομμυρίων ευρώ και μείωση των εκπομπών CO_2 κατά 4-5MtCO_2 ετησίως μέχρι το 2050. Μέχρι το 2050 προβλέπεται η παραγόμενη θερμότητα από συμπαραγωγή να αποτελεί το 19-27% της συνολικής παραγωγής θερμότητας και αντίστοιχα η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από συμπαραγωγή να αποτελεί το 13-16% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [8].

1.2 Περιορισμοί των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας

Ωστόσο η παραγωγή ενέργειας μέσω των ΑΠΕ δεν είναι ένα τόσο απλό ζήτημα καθώς υπάρχουν κάποια μειονεκτήματα. Το γεγονός πως ΑΠΕ χαρακτηρίζονται από μεγάλη μεταβλητότητα ως προς την παραγωγή ενέργειας σε συνδυασμό με τη μεγάλη μεταβλητότητα ως προς τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από τους καταναλωτές, έχει ως αποτέλεσμα να υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας που μένει ανεκμετάλλευτο , ενώ αντίστοιχα δεν μπορεί να καλυφθεί η ζήτηση σε ώρες με υψηλή ζήτηση.

Το παραπάνω μειονέκτημα των ΑΠΕ με την πλεονάζουσα ενέργεια μπορεί να αντιμετωπισθεί με την αποθήκευση ενέργειας. Οι πιο διαδεδομένες λύσεις αποθήκευσης ενέργειας παλιότερα αποτελούσαν οι μπαταρίες, ωστόσο η τεχνολογία αυτή έχει ένα μεγάλο κόστος παραγωγής και δεν είναι ικανή να καλύψει μεγάλα ποσοστά της ζήτησης ενέργειας από το δίκτυο. Για το λόγο αυτό οι μπαταρίες έχουν σημαντικούς περιορισμούς ως προς τη χρήση τους και μπορούν να έχουν μόνο ένα συμπληρωματικό ρόλο.

Για την αντιμετώπιση του προβλήματος που υπάρχει με την αποθήκευση, το Ευρωπαϊκό κοινοβούλιο πρότεινε τη χρήση άλλων μέσων όπως το υδρογόνο.

1.3 Διάρθρωση διπλωματικής εργασίας

Στην παρούσα διπλωματική θα μελετηθεί τεχνοοικονομικά η πιλοτική μονάδα στο Saillat- sur-Vienne της Γαλλίας και σε μεγαλύτερης κλίμακας ηλεκτροπαραγωγής στην περιοχή Άσπρα Σπίτια Βοιωτίας. Οι συγκεκριμένες εγκαταστάσεις μέχρι και σήμερα χρησιμοποιούνφυσικό

αέριο στον αεριοστρόβιλο για παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας. Στα σενάρια που πρόκειται να μελετηθούν θα γίνεται χρήση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ για την ηλεκτρόλυση νερού μέσω ενός PEM ηλεκτρολύτη και στη συνέχεια το παραγόμενο υδρογόνο, αφού πρώτα συμπιεστεί και αποθηκευτεί, θα καίγεται στον αεριοστρόβιλο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Μετά θα διενεργηθεί τεχνοοικονομική αξιολόγηση για διάφορα σενάρια που αναλύονται λεπτομερώς στη συνέχεια της εργασίας και τέλος θα γίνει ανάλυση ευαισθησίας με την μεταβολή κάποιων σημαντικών οικονομικών και τεχνικών παραμέτρων. Κλείνοντας θα γίνει συζήτηση για τα συμπεράσματα που βγήκαν κατά την εκπόνηση της διπλωματικής.

2. Το υδρογόνο ως ενεργειακός φορέας του μέλλοντος

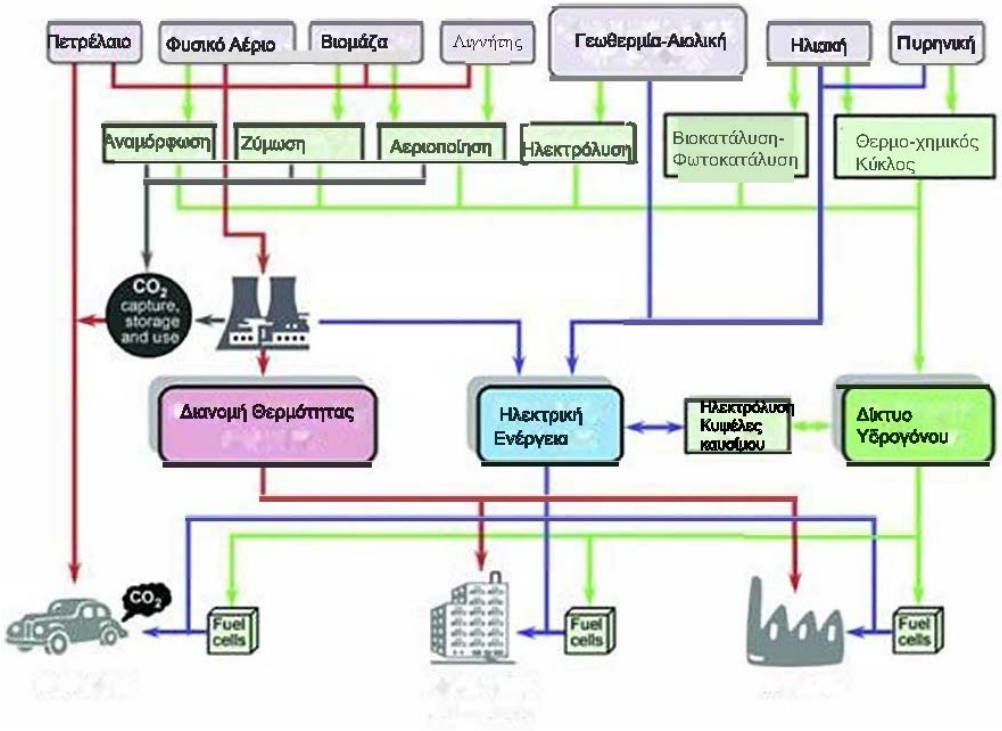
2.1 Γενικά στοιχεία για το υδρογόνο

Αυτό το άχρωμο, άοσμο χημικό στοιχείο το οποίο βρίσκεται στη πρώτη θέση του περιοδικού πίνακα αποτελεί μια πολύ χρήσιμη πρώτη ύλη σε ποικίλες βιομηχανικές δραστηριότητες, αλλά και για την κάλυψη των αναγκών της κοινωνίας όπως σε ηλεκτρισμό και ως καύσιμο για μεταφορές. Σε σύγκριση με άλλα ορυκτά καύσιμα το υδρογόνο εμφανίζει υψηλότερο ενεργειακό περιεχόμενο και μάλιστα κατά την καύση του παράγει μόνο νερό και θερμότητα. Όταν καίγεται με ατμοσφαιρικό αέρα, λόγω του αζώτου, κατά την καύση παράγονται και μερικά οξείδια του αζώτου αλλά σε αμελητέο βαθμό.

Το υδρογόνο αποτελεί μια πολλά υποσχόμενη εναλλακτική στην προσπάθεια για την απανθρακοποίηση στον ενεργειακό τομέα, καθώς μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη μακροχρόνια αποθήκευση ενέργειας από ΑΠΕ, για την αντικατάσταση των ορυκτών καυσίμων στο τομέα των μεταφορών και ως ένα καύσιμο στο βιομηχανικό τομέα που δεν έχει ρύπους [9]. Στην Ευρώπη παράγονται ετησίως 9.7 εκατομμύρια τόνοι (Mt) , οι οποίοι δεν παράγονται όλοι ωστόσο χωρίς εκπομπές διοξείδιού, γεγονός που δείχνει την ανάγκη να παραχθεί το υδρογόνο με πιο φιλικούς προς το περιβάλλον τρόπους. Προβλέπεται ότι έως το 2024, θα εγκατασταθούν στην Ευρώπη ηλεκτρολύτες συνολικής ισχύος τουλάχιστον 6 GW που θα παράγουν υδρογόνο με ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές [10]. Στην Ευρώπη η κατανάλωση ενέργειας από τη καύση του υδρογόνου είναι χαμηλότερο από το 2% της συνολικής παραγόμενης ενέργειας. Η ζήτηση του υδρογόνου έχει τριπλασιαστεί από το 1975 και συνεχίζει να αυξάνεται . Ωστόσο το παραγόμενο υδρογόνο προέρχεται σε μεγάλο βαθμό από φυσικό αέριο, εκλύοντας ως παραπροϊόν και διοξείδιο του άνθρακα. (γκρι και καφέ υδρογόνο) . Η Ευρωπαϊκή ένωση καταναλώνει περίπου το 10% της παγκόσμιας παραγωγής υδρογόνου με τους βασικούς καταναλωτές να αποτελούν : η χημική βιομηχανία(63%) (για την παραγωγή αμμωνίας, μεθανόλης , πολυουραιθάνης και nylon), τα διυλιστήρια(30%) και τα μεταλλουργία (6%)[9, 11]

2.2 Ιστορικά Στοιχεία για το υδρογόνο

Το 1973 πρωτοεμφανίστηκε ο όρος ΄΄οικονομία του υδρογόνου΄΄ και προέβλεπε σε μια κοινωνία όπου το υδρογόνο θα έχει αντικαταστήσει τον ηγετικό ρόλο που έχει σήμερα το πετρέλαιο. Στο πλαίσιο της μελέτης που γίνεται ωστόσο το υδρογόνο αποτελεί φορέα αποθήκευσης ενέργειας και δεν αποτελεί την πρωτογενή πηγή, δηλαδή δεν θεωρείται ως καύσιμο όπως τα ορυκτά αλλά ως μέσω αποθήκευσης ενέργειας. Η πρωτόγεννής πηγή που θα παράγει το υδρογόνο θα πρέπει να είναι από ΑΠΕ είτε από πυρηνική ενέργεια για να θεωρηθεί το υδρογόνο πράσινη τεχνολογία και να επιτευχθούν οι στόχοι που έθεσε το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο. Είναι θέμα μείζονος σημασίας είναι η παραγωγή του υδρογόνου να είναι οικονομικά βιώσιμη έτσι ώστε να μπορέσει να γίνει η μετάβαση από τα ορυκτά καύσιμα.



Εικόνα 2 Σχηματική Απεικόνιση Τεχνολογίας βασισμένης στο υδρογόνο [6]

2.3 Κατηγορίες Υδρογόνου με βάση τη μέθοδο παραγωγής

Το υδρογόνο ανάλογα τον τρόπο με τον οποίο εξάγεται , χωρίζεται σε διαφορετικέςκατηγορίες βασισμένες σε χρώματα. Στον ενεργειακό κλάδο οι χρωματικοί αυτοί κώδικες βοηθούν την διαφοροποίηση ανάμεσα στους τύπους υδρογόνου .

- Πράσινο Υδρογόνο : Το πράσινο υδρογόνο , είναι το υδρογόνο που κατά την παραγωγή του , δενδημιουργούνται βλαβερές εκπομπές αερίων θερμοκηπίου. Η παραγωγή του γίνεται κυρίως από πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως είναι τα φωτοβολταικά και οι ανεμογεννήτριες, με την οποία γίνεται ηλεκτρόλυση του νερού . Οι ηλεκτρολύτες χρησιμοποιούν μια ηλεκτροχημική αντίδραση για να διασπάσουν το νερό σε υδρογόνο και οξυγόνο , χωρίς να παράγουν εκπομπές διοξείδιο του άνθρακα . Το ποσοστό του παραγόμενου πράσινου υδρογόνου αυτή τη στιγμήσε σχέση με το συνολικό παραγόμενο είναι ιδιαίτερα χαμηλό, καθώς η τεχνολογία για παραγωγή είναι ιδιαίτερα

ακριβή . Προβλέπεται ότι το ποσοστό αυτό θα γνωρίσει αύξηση καθώς η τεχνολογία γίνει πιο ώριμη στην αγορά [12], [13]

- Μπλε Υδρογόνο : Το μπλε υδρογόνο εξάγεται από το φυσικό αέριο με μια μέθοδο που ονομάζεται ατμοναναμόρφωση μεθανίου (steam methane reforming) , κατά την οποία το φυσικό αέριο έρχεται σε επαφή με νερό στη μορφή ατμού . Το προϊόν της αντίδρασης είναι υδρογόνο αλλά και διοξείδιο του άνθρακα . Αυτό σημαίνει πως είναι απαραίτητη η δέσμευση και αποθήκευση του άνθρακα για να έχει χαμηλότερο περιβαλλοντικό αποτύπωμα. Το μπλε υδρογόνο συνήθως συναντάται και ως υδρογόνο χαμηλού άνθρακα (low-carbon hydrogen) καθώς δεν αποφεύγεται η παραγωγή υδρογόνου [12],[13] .

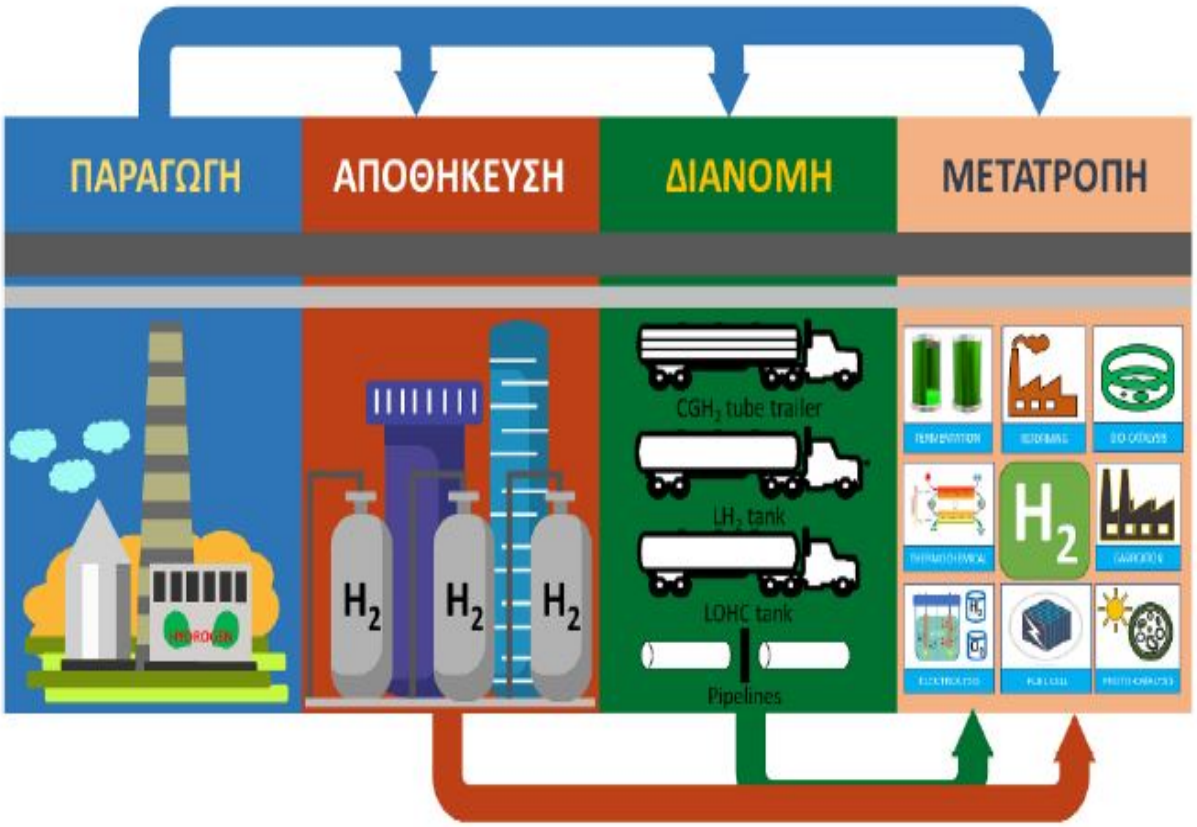
- Γκρι Υδρογόνο : Το γκρι υδρογόνο , όπως και το μπλε , εξάγεται από το φυσικό αέριο με τη ατμοαναμόρφωση του μεθανίου , χωρίς όμως τη δέσμευση και την αποθήκευση του παραγόμενου άνθρακα που υπάρχει ως παραπροϊόν της αντίδρασης. Αποτελεί την πιο κοινή μέθοδο για παραγωγή υδρογόνου σήμερα [12],[13].

- Τιρκουάζ Υδρογόνο : Μία νέα κατηγορία υδρογόνου και κατά επέκταση παραγωγής του είναι το τιρκουάζ υδρογόνο . Η παραγωγή του γίνεται με μια μέθοδο την οποία ονομάζεται πυρόλυση μεθανίου , η οποία έχει ως προϊόντα το υδρογόνο και στερεό άνθρακα . Στο μέλλον, το τιρκουάζ υδρογόνο θα μπορεί όπως και το μπλε υδρογόνο να χαρακτηριστεί και ως υδρογόνο χαμηλού άνθρακα. [12],[13]

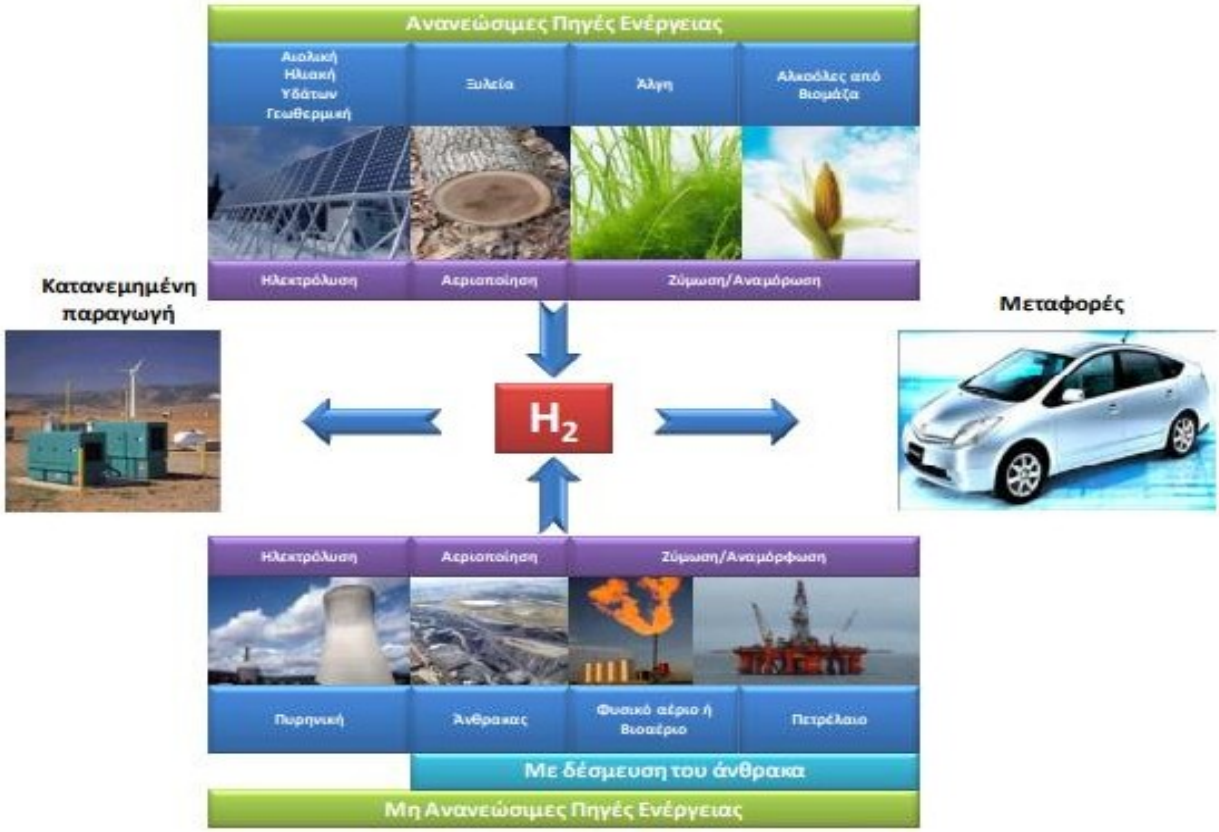
Μερικές άλλες κατηγορίες είναι το καφέ υδρογόνο το οποίο παράγεται από το λιγνίτη και το κόκκινο υδρογόνο που χρησιμοποιεί για την ηλεκτρόλυση πυρηνική ενέργεια. [12],[13]

2.4 Η ανάγκη για υιοθέτηση πιο πράσινων μεθόδων παραγωγής υδρογόνου

Η παραγωγή υδρογόνου από ορυκτά καύσιμα (μπλε και γκρι υδρογόνο) έχει σημαντικά χαμηλότερο κόστος παραγωγής σε σύγκριση με τη παραγωγή υδρογόνου και για το λόγο αυτό το ποσοστό πράσινου υδρογόνου σε σχέση με τη συνολική παραγωγή υδρογόνου
ανέρχεται μόλις στο 4%[7]. Ωστόσο η παραγωγή υδρογόνου από ορυκτά, λόγω των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, δεν λύνει το πρόβλημα που υπάρχει και θα πρέπει να υιοθετηθούν πιο φιλικές προς το περιβάλλον τεχνολογίες παραγωγής πράσινου υδρογόνου όπως είναι η ηλεκτρόλυση. Τα συστήματα που μετατρέπουν την ηλεκτρική ενέργεια σε υδρογόνο-αέριο ονομάζονται Power-to-gas(P2G) συστήματα . Για την προώθηση των τεχνολογιών πράσινου υδρογόνου σε μεγάλη κλίμακα στις μέρες μας, θα πρέπει να εξετασθούν και να εφαρμοστούν μέτρα με βάση το χαμηλό του περιβαλλοντικό αποτύπωμα και κατά επέκταση χαμηλότερους περιβαλλοντικούς φόρους . Παράλληλα θα πρέπει τα τμήματα υποδομής (σημεία ηλεκτρόλυσης, δίκτυο μεταφοράς , μονάδες μεταφοράς) να συνδεθούν μεταξύ τους έτσι ώστε να λειτουργήσουν πιο εύρυθμα , όπως συμβαίνει με το παρόν δίκτυο καυσίμων και ηλεκτρισμού.



Εικόνα 3 Διάγραμμα ροής ενσωμάτωσης υδρογόνου στην οικονομία[14]



Εικόνα 4 Μέθοδοι Παραγωγής & Αξιοποίησης Υδρογόνου [4]

2.5 Ηλεκτρόλυση Υδρογόνου

Η ηλεκτρόλυση του νερού είναι μια από της πιο φιλικές προς το περιβάλλον τεχνολογίες για παραγωγή υδρογόνου καθώς χρησιμοποιείται το νερό που θεωρείται ΑΠΕ και το μαζί με το υδρογόνο παράγεται ως παραπροϊόν , υψηλής καθαρότητας οξυγόνο . Επιπρόσθετα, η ηλεκτρόλυση του νερού αξιοποιεί την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια των ΑΠΕ όπως είναι η ηλιακή και η αιολική ενέργεια .Τα επόμενα χρόνια αναμένεται να αυξηθεί αυτό το ποσοστό καθώς , καθώς η Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Πολιτική , είχε θέσει ως στόχο , το 14% των ενεργειακών αναγκών να καλύπτεται από ΑΠΕ μέχρι το 2020[4]. Η ηλεκτρόλυση έχει κάποια αξιοσημείωτα πλεονεκτήματα σε σχέση με τις υπόλοιπες τεχνολογίες , όπως υψηλή απόδοση και υψηλής καθαρότητας υδρογόνου , γεγονός που είναι ιδιαίτερα χρήσιμο για την μετατροπή του υδρογόνου σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω κυψελών καυσίμου χαμηλής θερμοκρασίας . Κατά την ηλεκτρόλυση , το μόριο του νερού H_2O διαλύεται σε υδρογόνο (H_2) και οξυγόνο (O_2) με την βοήθεια της ηλεκτρικής ενέργειας . Η ηλεκτρόλυση μπορεί να χωριστεί σε 3 κύριες κατηγορίες με βάση το είδος του ηλεκτρολύτη και τις εκάστοτε συνθήκες λειτουργίας

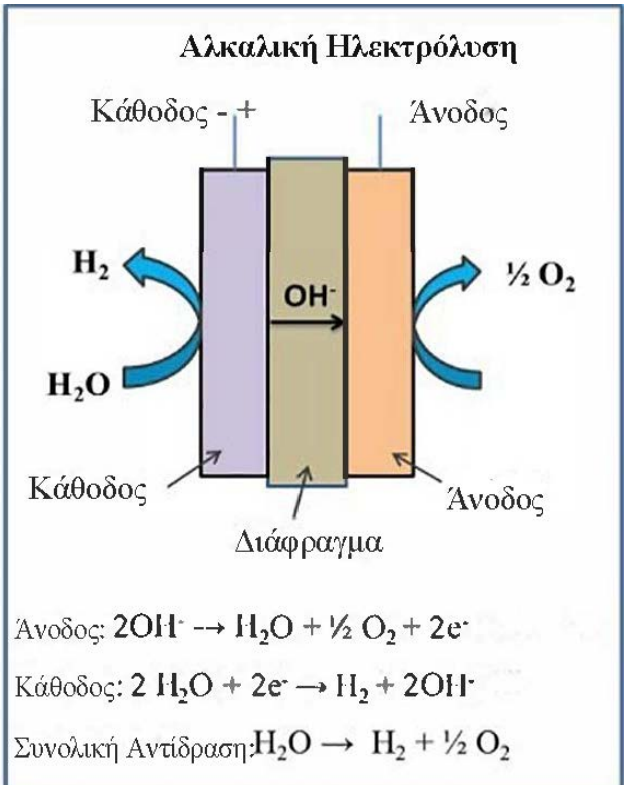
2.5.1 Αλκαλική Ηλεκτρόλυση

Από την ανακάλυψη του φαινομένου της ηλεκτρόλυσης από το 1789 από τους Troostwijk and Diemann , η αλκαλική ηλεκτρόλυση αποτελεί μια ωριμασμένη τεχνολογία για παραγωγή υδρογόνου μέχρι ισχύος megawatt , καθώς επίσης και την ηλεκτρολυτική τεχνολογία με την πιο ευρεία χρήση παγκοσμίως[7].Κατά την αλκαλική ηλεκτρόλυση , χρησιμοποιείτε είτε ένα υδατικό διάλυμα υδροξειδίου του καλίου (KOH) περιεκτικότητας 30% wt, είτε ένα υδατικό διάλυμα υδροξειδίου του νατρίου 25% wt από τις συσκευές ηλεκτρόλυσης ως ηλεκτρολύτης[15].Στην κάθοδο τα μόρια νερού H_2O διασπώνται σε αέριουδρογόνο και σε κατιόντα υδροξυλίου (OH) . Στην άνοδο τα κατιόντα υδροξυλίου απελευθερώνουν ηλεκτρόνια και δίνουν ως προϊόντα αέριο οξυγόνο και νερό . Οι αντιδράσεις καθόδου , ανόδου καθώς και η συνολική αντίδραση αναγράφονται παρακάτω

Κάθοδος : $2H_2O_{(l)} + 2e^- \rightarrow H_{2(g)} + 2OH^-_{(aq)}$

Άνοδος : $2OH^-_{(aq)} \rightarrow 0.5O_{2(g)} + 2e^- + H_2O_{(l)}$

Συνολική Αντίδραση: $H_2O_{(l)} \rightarrow H_{2(g)} + 0.5O_{2(g)}$

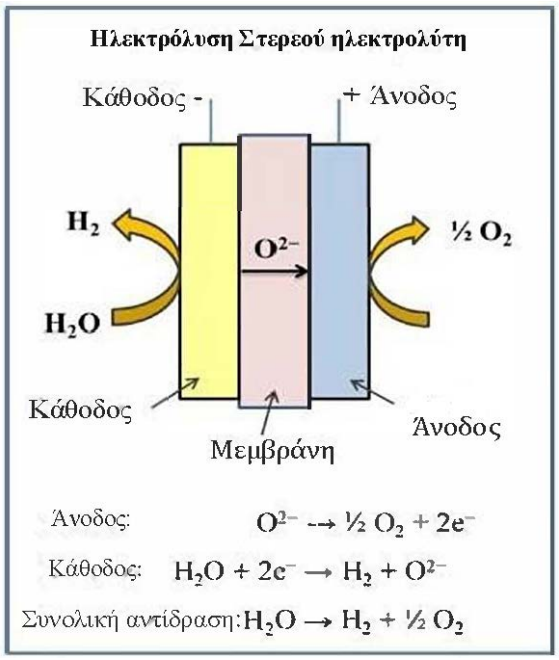


Εικόνα 5 Σχηματική απεικόνιση & εξισώσεις αλκαλικής ηλεκτρόλυσης[7]

Ωστόσο υπάρχουν τρεις βασικοί περιορισμοί σχετικά με τους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες . Η χαμηλή πίεση λειτουργίας , η χαμηλή πυκνότητα ρεύματος και το χαμηλό εύρος τιμών για λειτουργία σε μερικό φορτίο .Η χαμηλή πίεση λειτουργίας αποδίδεται στον υγρό ηλεκτρολύτη , και δημιουργεί την ανάγκη για μεγαλύτερης ισχύος συμπιεστή στην περίπτωση που πρέπει να αποθηκευτεί το υδρογόνο . Ο δεύτερος περιορισμός είναι η χαμηλή μέγιστη εφικτή πυκνότητα ρεύματος , λόγω των υψηλών ωμικών απωλειών στον ηλεκτρολύτη. Ο τρίτος και ο πιο βασικός περιορισμός για την επιθυμητή λειτουργία με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι το χαμηλό εύρος τιμών που μπορεί να λειτουργήσει η συσκευή ηλεκτρόλυσης καθώς για λειτουργία σε χαμηλό φορτίο (<40%) αυξάνεται ιδιαίτερα η συγκέντρωση του υδρογόνου σε επικίνδυνα επίπεδα και δεν είναι ασφαλής η λειτουργίας (κατώτερο όριο έκρηξης >4 mol% H_2)[7]

2.5.2 Ηλεκτρόλυση Στερεού Ηλεκτρολύτη

Το 1980 οι Donitz και Erdle παρουσίασαν για πρώτη φορά αποτελέσματα από έναν στερεό ηλεκτρολύτη. Έκτοτε έχει υπάρξει μεγάλο ενδιαφέρον για τους στερεούς ηλεκτρολύτες , καθώς έχουν τη δυνατότητα να μετατρέψουν την ηλεκτρική ενέργεια σε χημική , παράγοντας υδρογόνο με μεγάλη αποδοτικότητα. [7] Άλλη μια χρήση των στερεών ηλεκτρολυτών είναι η ταυτόχρονη ηλεκτρόλυση του διοξειδίου του άνθρακα (CO_2) και νερού (H_2O) για το σχηματισμό συνθετικού αερίου (syngas)[16]. Παρά τις μεγάλες προοπτικές της συγκεκριμένης τεχνολογίας για μαζική παραγωγή υδρογόνου, υπάρχουν κάποια θέματα σχετικά με την αντοχή κεραμικών υλικών στις υψηλές θερμοκρασίες όπου γίνεται η ηλεκτρόλυση καθώς επίσης και το κόστος της συγκεκριμένης τεχνολογίας που δεν είναι βιώσιμη για βιομηχανική παραγωγή [17].



Εικόνα 6 Σχηματική Απεικόνιση & Εξισώσεις Ηλεκτρόλυσης Στερεού Ηλεκτρολύτη[1]

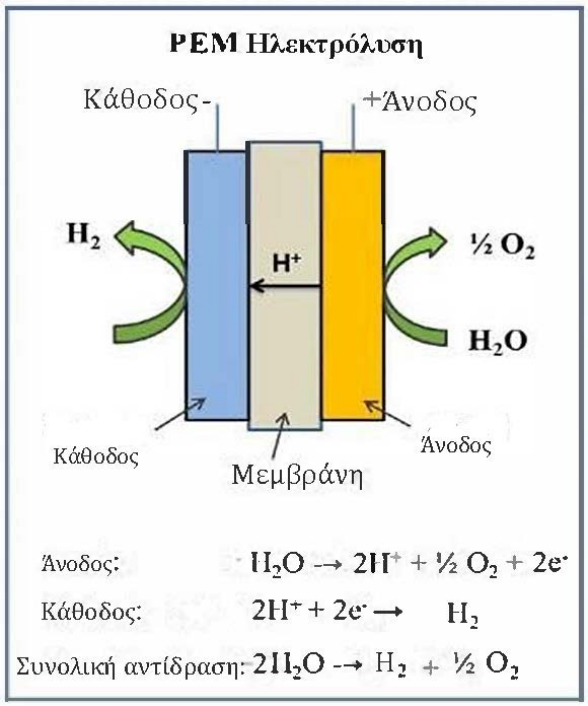
2.5.3 Ηλεκτρόλυση σε ηλεκτρολύτη πολυμερικής μεμβράνης

Η ιδέα της PEM ηλεκτρόλυσης αναπτύχθηκε πρώτη φορά από τον Grubb και τη General Electric Co το 1966 με σκοπό την αντιμετώπιση των μειονεκτημάτων της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης. Η τεχνολογία της PEM ηλεκτρόλυσης βασίζεται σε πολυσουλφονικές μεμβράνες που χρησιμοποιούνται ως ηλεκτρολύτης. Οι μεμβράνες αυτές έχουν μερικά σημαντικά πλεονεκτήματα, όπως είναι χαμηλή διαπερατότητα σε αέρια, υψηλή αγωγιμότητα(0.1±0.02 S cm-1), μικρό πάχος(Σ20-300 μm) και μπορούν να λειτουργήσουν σε υψηλές πιέσεις. Η PEM ηλεκτρόλυση αποτελεί μια πολλά υποσχόμενη τεχνολογία για την μετατροπή ενέργειας από ΑΠΕ σε υψηλής καθαρότητας υδρογόνο. Κάποια ακόμα σημαντικά πλεονεκτήματα της PEM ηλεκτρόλυσης είναι η υψηλή απόδοση, γρήγορη απόκριση, το χαμηλό περιβαλλοντικό αποτύπωμα, υψηλή πυκνότητα ρεύματος(πάνω από 2A cm-2) και η λειτουργία σε χαμηλές θερμοκρασίες (20-80oC) [7]. Η διαδικασία της ηλεκτρόλυσης ξεκινάει όταν νερό εισέρχεται στην άνοδο, όπου διασπάται σε οξυγόνο(O2), πρωτόνια(H+) και ηλεκτρόνια(e-). Στη συνέχεια τα πρωτόνια μέσω της μεμβράνης πηγαίνουν στην κάθοδο. Τα ηλεκτρόνια εξέρχονται από την άνοδο μέσω του εξωτερικού κυκλώματος το οποίο παρέχει την απαραίτητη τάση κυψέλης (cell voltage) για να γίνει η αντίδραση. Στη συνέχεια στη κάθοδο τα πρωτόνια και τα ηλεκτρόνια αντιδρούν και παράγουν το υδρογόνο. Οι αντιδράσεις ανόδου και καθόδου περιγράφονται παρακάτω

$$\text{Άνοδος}: H_2O_{(l)} \rightarrow 2e^- + 2H^+ + 0.5O_2$$

$$\text{Κάθοδος}: 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_{2(g)}$$

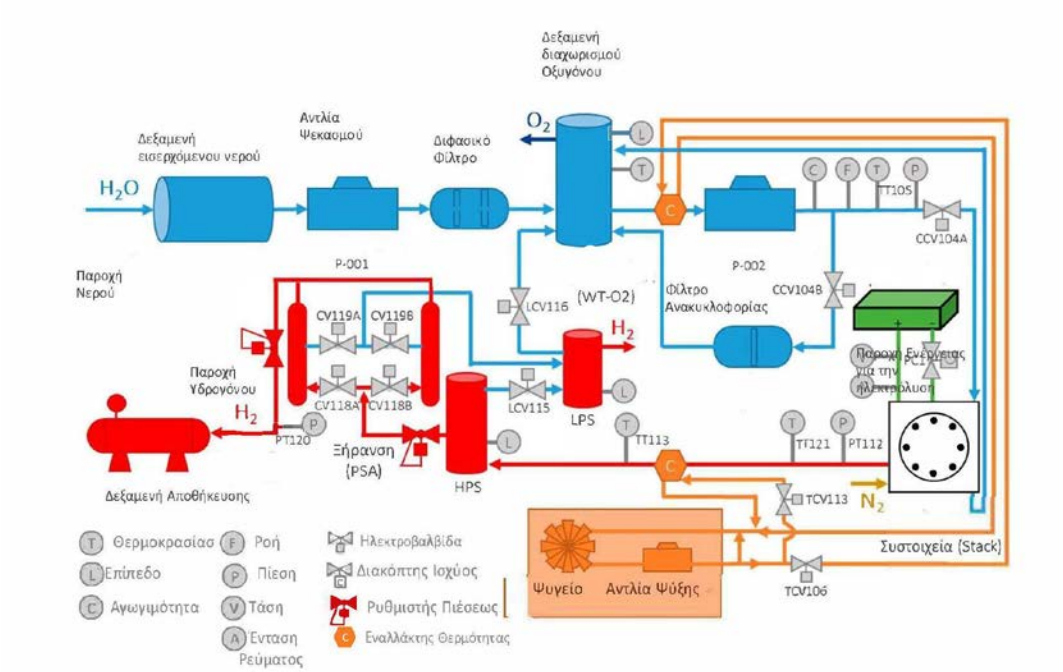
$$\text{Συνολική αντίδραση}: H_2O_{(l)} \rightarrow H_{2(g)} + 0.5O_{2(g)}$$



Εικόνα 7 Σχηματική Απεικόνιση & Εξισώσεις PEM Ηλεκτρόλυσης [7]

2.5.4 Τυπική εγκατάσταση PEM ηλεκτρόλυσης

Για την ομαλή λειτουργία της εγκατάστασης όπου γίνεται η ηλεκτρόλυση υπάρχουν πέντε πολύ σημαντικά υποσυστήματα που απεικονίζονται παρακάτω



Εικόνα 8 Τυπική Διάταξη Εγκατάστασης PEM Ηλεκτρόλυσης[5]

Υποσύστημα Παροχής Ενέργειας στη συστοιχία(πράσινο χρώμα) : AC/DC ανορθωτής , DC μετατροπέας τάσης και DC μετατροπέας ρεύματος. Το υποσύστημα αυτό είναι υπεύθυνο για την παροχή ρεύματος για την έναρξη του φαινομένου της ηλεκτρόλυσης το οποίο παράγει το υδρογόνο. Λόγω της υψηλής ισχύος που λειτουργεί ο ηλεκτρολύτης , υπάρχουναισθητήρες της τάσης και της έντασης του ηλεκτρικού ρεύματος για να ελέγχει την παροχήηλεκτρικής ισχύος στη συστοιχία . Υπάρχει επίσης και ένας διακόπτης ισχύος για να εξασφαλίζει την ασφαλή λειτουργία τόσο σε κατάσταση παραγωγής όσο και σεπεριπτώσεις αναγκαστικής διακοπής[5].

Υποσύστημα Διαχείρισης νερού(μπλε χρώμα) : απιονισμένο σύστημα κυκλοφορίας νερού (διφασικό φίλτρο και φίλτρο ανακυκλοφορίας) , δεξαμενή νερού εισόδου , δεξαμενή διαχωρισμού οξυγόνου , αντλία ψεκασμού , αντλία ανακυκλοφορίας , σωληνώσεις και βαλβίδες. Το υποσύστημα διαχείρισης νερού ξεκινά να αποκτά νερό από μια δεξαμενή νερού, είναι βολικό να έχει χαμηλή αγωγιμότητα και να εξασφαλίζει μεγαλύτερη διάρκειαζωής συστοιχείας. Με την είσοδο του νερού στο σύστημα, χρησιμοποιείται αντλία ψεκασμού (P-001) για να εξασφαλιστεί επαρκής ροή εισόδου στο σύστημα. Αφού περάσειαπό την αντλία έγχυσης, το νερό κυκλοφορεί μέσω ενός διφασικού φίλτρου για να του δώσει χαμηλή αγωγιμότητα. Διαφορετικά, η στοίβα PEM θα μπορούσε να υποστεί σοβαρήβλάβη. Μετά το στάδιο φιλτραρίσματος, το νερό εισάγεται σε ένα διαχωριστή οξυγόνου που έχει τρεις βασικές λειτουργίες: (1) τη ρύθμιση της ροής του νερού μέσα στο κύκλωμα,

(2) να λειτουργεί ως νεροχύτη που συλλέγει το νερό που έχει χρησιμοποιηθεί και (3) για να διαχωρίσει το οξυγόνο από το νερό. Από τη δεξαμενή διαχωριστή οξυγόνου, το νερό συνεχίζει τη ροή του στη φάση ελέγχου και επανακυκλοφορίας του. Η αντλία ανακυκλοφορίας (P-002) ρυθμίζει τη ροή του νερού μετά τη δεξαμενή διαχωριστή οξυγόνου και οι αισθητήρες χρησιμοποιούνται από τον ελεγκτή για να έχει πληροφορίες για όλες τις κρίσιμες παραμέτρους νερού, όπως π.χ θερμοκρασία (T), πίεση (P), ροή (F) και αγωγιμότητα (C) πριν από την έγχυση στη συστοιχεία[5].

Υποσύστημα παραγωγής υδρογόνου(κόκκινο χρώμα) : διαχωριστής υψηλής πίεσης (HPS) , διαχωριστής χαμηλής πίεσης , σωλήνωση και βαλβίδες . Το υποσύστημα παραγωγής υδρογόνου πρέπει να είναι προσεκτικά σχεδιασμένο ώστε να εξασφαλίζει όλες τις παραμέτρους ασφαλείας, καθώς και τη σωστή ξήρανση του υδρογόνου, εξαλείφοντας την υγρασία που μπορεί αυτό να περιέχει, στέλνοντας το εξαγόμενο νερό στη δεξαμενή που γίνεται ο διαχωρισμός του οξυγόνου. Μόλις επιτευχθεί μια κλίση υψηλής υγρασίας στο διαχωριστή υψηλής πίεσης, αυτό επιτρέπει στο υγρό υδρογόνο να ρέει στο διαχωριστή χαμηλής πίεσης. Εδώ, το υδρογόνο αυτό μπορεί να αναμιχθεί στην ατμόσφαιρα απελευθερώνεται και το υπόλοιπο νερό αποστέλλεται στη δεξαμενή διαχωριστή οξυγόνου. Αντίθετα, το ξηρό υδρογόνο από τον διαχωριστή υψηλής πίεσης, συνεχίζει στο στάδιο ξήρανσης. Το απελευθερωμένο νερό αποστέλλεται στο διαχωριστή χαμηλής πίεσης, ακολουθώντας την ίδια διαδικασία που περιεγράφηκε προηγουμένως. Το σετ διαχωριστών εκμεταλλεύεται την διαφορά πίεσης στο νερό που περιέχεται με τη μορφή υγρασίας για να ξηράνει το υδρογόνο. Σε όλη τη διαδικασία της παραγωγής υδρογόνου, τοποθετούνται αρκετοί αισθητήρες οι οποίοι χρησιμοποιούνται για τον έλεγχο της πίεσης (P) και θερμοκρασίας (T) και για άλλες σημαντικές παραμέτρους του υδρογόνου στα στάδια παραγωγής και ξήρανσης, πριν από την τελική αποθήκευση [5].

Υποσύστημα ψύξης(πορτοκαλί χρώμα): αντλία ψύξης, εναλλάκτες θερμότητας και βαλβίδες. Το συγκεκριμένο σύστημα, που βρίσκεται μέσα στον ηλεκτρολύτη, αποτελείται από δύο εναλλάκτες θερμότητας οι οποίοι χρησιμοποιούνται στο υποσύστημα διαχείρισηςνερού και στο υποσύστημα παραγωγής υδρογόνου. Το κύκλωμα ανακυκλοφορίας ελέγχεται από δύο ηλεκτροβαλβίδες, μία για κάθε υποσύστημα. Το νερό για του εναλλάκτες ψύχεται στο εξωτερικό ψυγείο, το οποίο έχει τη δική του αντλία για να εξασφαλίζει την παροχή και τη πίεση στο υποσύστημα[5].

Υποσύστημα ελέγχου: αισθητήρες που στέλνουν πληροφορίες στο υποσύστημα , έτσι ώστεαυτό με τη βοήθεια των επενεργητών καθορίζει τη λειτουργία με βάση τα πρότυπα βέλτιστης και ασφαλής λειτουργίας[5].

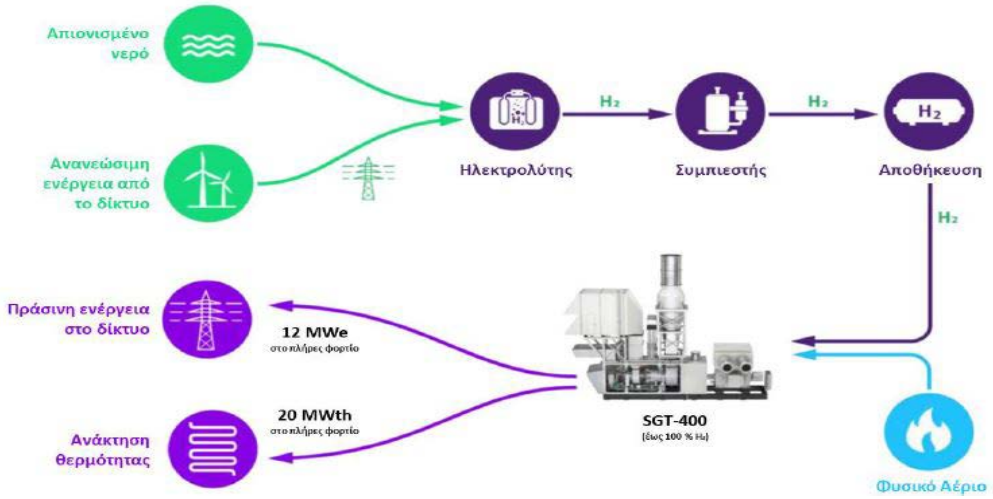
2.5.5 Σύγκριση μεθόδων ηλεκτρόλυσης

Κάτι που καθιστά την PEM ηλεκτρόλυση προτιμότερη για βιομηχανικές εφαρμογές είναι το γεγονός ότι η υποστήριξη του συστήματος ηλεκτρόλυσης σε σχέση με τις άλλες τεχνολογίες είναι ιδιαίτερα απλή . Μια από τις βασικές προκλήσεις που υπάρχουν για τους PEM ηλεκτρολύτες είναι η μείωση του κόστους κατασκευής διατηρώντας ταυτόχρονα υψηλή την απόδοση. Οι έρευνες που γίνονται πάνω στο προαναφερθέν κομμάτι βασίζονται στη βελτίωση των απαραίτητων εξαρτημάτων για την ηλεκτρόλυση και έτσι η τεχνολογία πρόκειται στο κοντινό μέλλον να χρησιμοποιείται εμπορικά σε πολύ μεγαλύτερο βαθμό.

Σε αντίθεση με τους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες , οι PEM ηλεκτρολύτες μπορούν να σχεδιαστούν για να λειτουργούν σε πιέσεις μέχρι αρκετές εκατοντάδες bar . Επίσης οι PEM ηλεκτρολύτες λειτουργούν σε υψηλές πυκνότητες ρεύματος , γεγονός που μειώνει τα λειτουργικά κόστη και ενδεχομένως και τα συνολικά κόστη ηλεκτρόλυσης. Ένα ακόμα πλεονέκτημα σε σχέση με τους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες, είναι το γεγονός ότι οι PEM μπορούν να λειτουργήσουν σε ένα μεγάλο εύρος φορτίου με ασφάλεια, καθιστώντας τη συγκεκριμένη τεχνολογία πλέον κατάλληλη για λειτουργία με ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ[16].
Παρόλα αυτά υπάρχουν και κάποια μειονεκτήματα στους PEM ηλεκτρολύτες , όπως είναι το μεγάλο κόστος εξοπλισμού σε σχέση με τους αλκαλικούς , γεγονός που εξηγεί το λόγω που δεν έχουν τόσο ευρεία χρήση στη βιομηχανία όπως οι αλκαλικοί . Επίσης εμφανίζουν χαμηλότερή αντοχή και έχουν μικρότερη διάρκεια ζωής σε σχέση με τους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες[16].

2.6 Παρουσίαση Εγκαταστάσεων σε Γαλλία και Ελλάδα και σύγκριση τους με αντίστοιχα έργα

Ο αεριοστρόβιλος SIEMENS SGT-400 αποδίδει έως 12MW και είναι εγκατεστημένος στην υπό μελέτη εγκατάσταση και στην παρούσα κατάσταση χρησιμοποιεί εξ ολοκλήρου ως καύσιμο φυσικό αέριο . Ο αεριοστρόβιλος τροφοδοτεί με ηλεκτρική ενέργεια το δίκτυο και με θερμότητα μια χαρτοβιομηχανία. Γενικότερα ο συγκεκριμένος αεριοστρόβιλος είναι κατασκευασμένος για σύσταση καυσίμου έως 10vol. Για καύσιμο 100vol.% υδρογόνου θα γίνει αναβάθμιση του αεριοστρόβιλου έτσι ώστε να μπορεί η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από αυτόν να έχει μηδενικό περιβαλλοντικό αποτύπωμα. Κάποια έργα στην Ευρώπη έχουν ήδη αξιοποιήσει το παραγόμενο ηλεκτρικό ρεύμα από ΑΠΕ για μαζική παραγωγή υδρογόνου . Ένα χαρακτηριστικό έργο με αυτή την εφαρμογή βρίσκεται στο Μάιντς της Γερμανίας , όπου εκεί η ενέργεια που παράγεται από το αιολικό πάρκο , αξιοποιείται για την ηλεκτρόλυση του νερού και κατά επέκταση την παραγωγή υδρογόνου[18, 19] . Στο έργο αυτό το παραγόμενο υδρογόνο μεταφέρεται από την εγκατάσταση με ειδικά φορτηγά , είτε διοχετεύεται με το παρόν δίκτυο σωληνώσεων . Ωστόσο με τη καύση του υδρογόνου στην ίδια την εγκατάσταση , αποφεύγεται η ανάγκη για μεταφορά , και γίνεται παραγωγή ενέργειας άμεσα από την καύση , γεγονός που αποτελεί βασικό κομμάτι ενός ολιστικού ενεργειακού συστήματος , κάτι που δεν έχει επιτυχώς εφαρμοστεί μέχρι και σήμερα. Η εγκατάσταση που αναλύεται στην παρούσα εργασία περιλαμβάνει όλες τις απαραίτητες τεχνολογίες για την ενσωμάτωση του υδρογόνου , από την παραγωγή υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης , έως και την παραγωγή ενέργειας από τη καύση υδρογόνου σε έναν αεριοστρόβιλο βιομηχανικής κλίμακας. Για την εγκατάσταση στη Γαλλία πρέπει να τονιστεί ότι έχει πραγματοποιηθεί λεπτομερής σχεδιασμός για τις ανάγκες απαιτήσεων μιας τέτοιας εγκατάστασης και με βάση της εγκατάστασης αυτής γίνεται μια αντίστοιχη ανάλυση για την αντίστοιχη μονάδα στην Ελλάδα. Στη συγκεκριμένη εγκατάσταση θα πραγματοποιηθεί αποθήκευση του υδρογόνου σε αέρια κατάσταση , στα 200bar , σε τρεις δεξαμενές συνολικής χωρητικότητας 69m^3 για την πιλοτική μονάδα και 966 για τη μονάδα στην Ελλάδα . Για τη συμπίεση του υδρογόνου από τα 35 bar που είναι η έξοδος από τον ηλεκτρολύτη στα 200 bar όπου θα γίνει η αποθήκευση θα χρησιμοποιηθεί ένας συμπιεστής υδρογόνου της Howden.



Εικόνα 9 Απεικόνιση συστήματος Πιλοτικής Εγκατάστασης

Εικόνα 10 Συμπιεστής Υδρογόνου Howden [3]

Εικόνα 11 Αεριοστρόβιλος SIEMENS SGT-400[1]

2.7 Συμπίεση & Αποθήκευση Υδρογόνου

Γενικότερα το υδρογόνο , όπως και όλα τα αέρια , μπορεί να αποθηκευτεί είτε σε αέρια είτε σε υγρή μορφή. Μπορεί ακόμα να ενωθεί με οργανικές ενώσεις και να αποθηκευτεί και με τον τρόπο αυτό. Σήμερα, το υδρογόνο σε μικρές ποσότητες προτιμάτε να συμπιέζεται και να αποθηκεύεται σε πιέσεις περί τα 40bar μέχρι μερικές εκατοντάδες bar. Γενικότερα η αποθήκευση του υδρογόνου λόγω των φυσικών του ιδιοτήτων απαιτεί υψηλές πιέσεις και χαμηλές θερμοκρασίες. Η αποθήκευση σε υγρή μορφή είναι ιδιαίτερα απαιτητική ενεργειακά λόγω στο χαμηλό σημείο ζέσεως του υδρογόνου (20.3 K) το οποίο απαιτεί ψύξη και για το λόγο αυτό είναι στις περισσότερες περιπτώσεις μη βιώσιμη οικονομικά τεχνολογία .Υπολογίζεται θεωρητικά , ότι κατά τη συμπίεση του το 11-13% του ενεργειακού περιεχομένου του υδρογόνου χάνεται. Εξαιτίας των ιδιοτήτων του, υπάρχει η πιθανότητα το υδρογόνο να υπάρχουν διαρροές από τις δεξαμενές που βρίσκεται αποθηκευμένο. Τα συνηθέστερα υλικά που χρησιμοποιούνται για τις δεξαμενές αποθήκευσης υδρογόνου είναι το αλουμίνιο και ο χάλυβας. Τα τελευταία χρόνια οι μηχανικοί αναζητούν τρόπους αποθήκευσης υδρογόνου οι οποίοι έχουν χαμηλότερο κόστος και είναι πιο πρακτικοί. Στη περίπτωση που το υδρογόνο πρέπει να αποθηκευτεί σε μεγάλες ποσότητες ή πρέπει να μείνει αποθηκευμένο για μεγάλα χρονικά διαστήματα , το συμπιεσμένο υδρογόνο μπορεί να αποθηκευτεί σε κατάλληλες γεωλογικά διατάξεις όπως είναι τα σπήλαια άλατος. Η αποθήκευση σε τέτοια σπήλαια αποτελεί μια ενδιαφέρουσα προοπτική , καθώς το υδρογόνο δεν εμφανίζει διαρροές ,από τα σπήλαια αυτά, ακόμα και στις υψηλές πιέσεις που βρίσκεται αποθηκευμένο. Στη συνέχεια το αποθηκευμένο υδρογόνο μπορεί να αξιοποιηθεί σε μέρες χαμηλής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ ως καύσιμο για ηλεκτροπαραγωγή στις αντίστοιχες εγκαταστάσεις[20]. Στη συγκεκριμένη εγκατάσταση θα πραγματοποιηθεί αποθήκευση του υδρογόνου σε αέρια κατάσταση, στα 200bar , σε τρεις δεξαμενές συνολικής χωρητικότητας 69m^3 για την πιλοτική μονάδα και 966 για τη μονάδα στην Ελλάδα . Για τη συμπίεση του υδρογόνου από τα 35 bar που είναι

2.8 Παραγωγή ηλεκτρισμού με χαμηλές εκπομπές CO_2

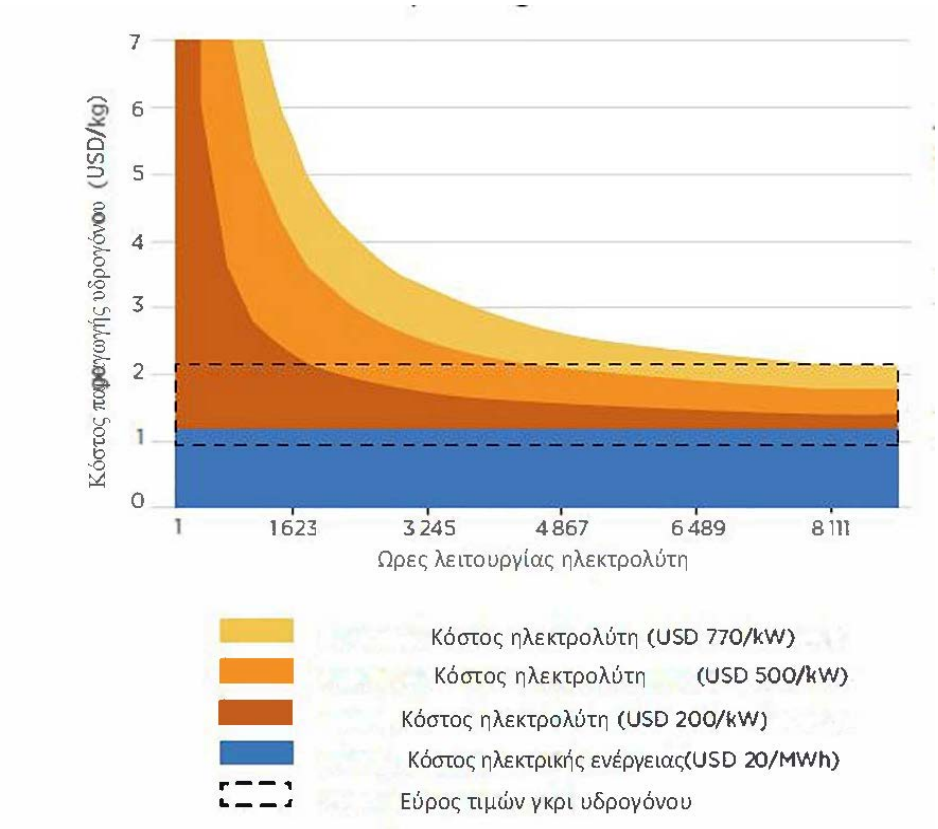
Η παραγωγή ηλεκτρισμού με σημαντικά χαμηλότερες εκπομπές CO_2 γίνεται με την καύση του υδρογόνου στον αεριοστρόβιλο , μετατρέποντας την αποθηκευμένη χημική ενέργεια σε ηλεκτρική . Οι αεριοστρόβιλοι χαρακτηρίζονται από τη μεγάλη ευελιξία και χαμηλά κόστη επένδυσης , και για αυτούς τους δύο λόγους προτιμάτε να γίνεται ηλεκτροπαραγωγή μεγάλης κλίμακας. Η ευελιξία τους υπάρχει τόσο στο πλήθος των αέριων και υγρών καυσίμων που μπορούν να χρησιμοποιηθούν , όσο και στην απότομη αυξομείωση της ισχύος από το καιγόμενο καύσιμο. Για καταναλωτές του βιομηχανικού κλάδου, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα από αεριοστρόβιλο είναι η μόνη σταθερή λύση καθώς παρέχεται ενέργεια σε ευέλικτο ρυθμό και με μεγάλη ακρίβεια στις ανάγκες. Γενικότερα οι αεριοστρόβιλοι μπορούν να λειτουργήσουν με οποιοδήποτε μείγμα καυσίμου-υδρογόνου , έως και σύσταση 100% υδρογόνου . Με την αύξηση της σύστασης του υδρογόνου στο καύσιμο εμφανίζονται ορισμένες προκλήσεις στο τεχνικό μέρος . Οι πιο βασικές από αυτές είναι ο αυξημένος κίνδυνος για έκρηξη , υψηλές θερμοκρασίες φλόγας , σχετική δυσκολία με τη συμμόρφωση με τα όρια εκπομπών για οξείδια αζώτου και αυξημένη ευθραυστότητα των υλικών

2.9 Βιβλιογραφική ανασκόπηση οικονομικών μελετών για εγκαταστάσεις παραγωγής υδρογόνου

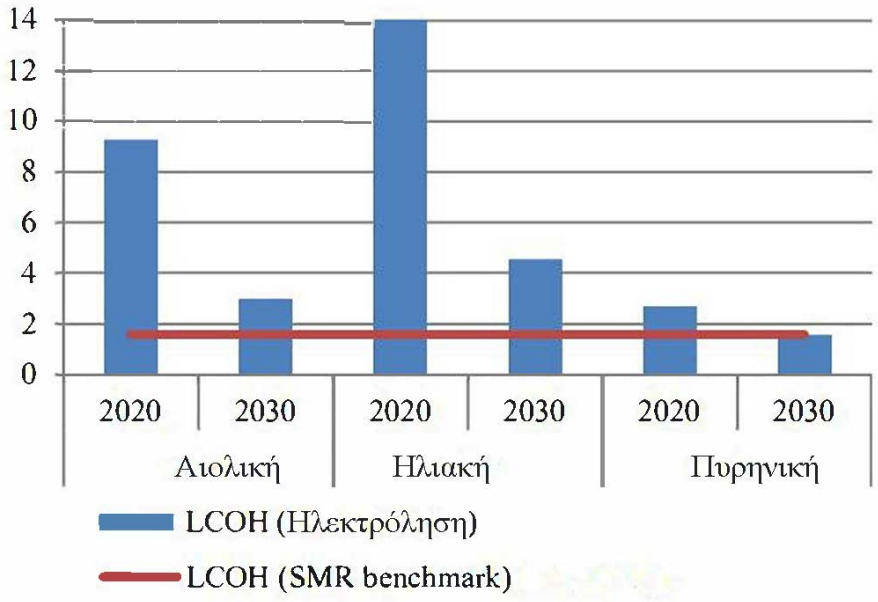
Εδώ και πολλά χρόνια γίνονται μελέτες γύρω από τη τεχνολογία υδρογόνου και ο κλάδος έχει γνωρίσει σημαντική ανάπτυξη. Όπως αναφέρθηκε και σε προηγούμενο κεφάλαιο η αλκαλική ηλεκτρόλυση βρίσκεται περισσότερα χρόνια στην αγορά και αποτελεί πιο ώριμη τεχνολογία σε σχέση με την PEM. Ωστόσο τα τελευταία χρόνια η PEM τεχνολογία έχει γνωρίσει σημαντική εξέλιξη όσον αφορά ορισμένες σημαντικές παραμέτρους όπως είναι η απόδοση και το κόστος επένδυσης. Στον πίνακα που παρουσιάζεται παρακάτω, έχουν αποτυπωθεί οι τιμές του ειδικού κόστους ανά τα τελευταία χρόνια μαζί με προβλέψεις για το ειδικό κόστος για το μέλλον. Η ραγδαία μείωση του κόστους που παρατηρείται οφείλεται στην εξέλιξη και ωρίμαση της τεχνολογίας, πρόκειται να έχει υψηλότερη βιομηχανική χρήση καθώς έχει μεγαλύτερες δυνατότητες από την αλκαλική ηλεκτρόλυση όπως αναφέρθηκε και σε προηγούμενο κεφάλαιο και η μεγάλη διαφορά κόστους αποτελούσε αποτρεπτικό παράγοντα

Πίνακας 2-1 Βασικά Τεχνοοικονομικά Χαρακτηριστικά Τεχνολογιών Ηλεκτρόλυσης

		Αλκαλική Ηλεκτρόλυση	PEM ηλεκτρόλυση	SOE ηλεκτρόλυση
Τεχνικά Χαρακτηριστικά	Συντελεστής Λειτουργίας (Capacity Factor)	67%[21]	Έως 86%[21]	40-60%[22]
	Μέγιστη Πίεση εξόδου	Έως 30 bar [23]	Έως 200 bar[23]	Έως 25 bar [23]
	Θερμοκρασία Λειτουργίας	60-80°C[21]	50-80°C[21]	650-1000 °C
	Απόκριση Συστήματος	Δευτερόλεπτο[24]	Χιλιοστό του δευτερολέπτου[24]	Δευτερόλεπτο[24]
	Παραγωγή Υδρογόνου	Έως 760m^3_{H2}/ ώρα[23]	Έως 40m^3_{H2}/ ώρα[23]	Έως 40m^3_{H2}/ ώρα[23]
	Διάρκεια Ζωής	60.000-90.000 ώρες λειτουργίας[23]	20.000-80.000 ώρες λειτουργίας[23]	Έως 10.000 ώρες λειτουργίας
Οικονομικά χαρακτηριστικά	Ειδικό κόστος Ηλεκτρολύτη	750-1200€/KW[25]	900-1580€/KW[25, 26]	2000€/KW[22]
	Πρόβλεψη Ειδικού Κόστους Ηλεκτρολύτη(2030)	400-800€/KW[25]	530-800€/KW[21, 26]	1000€/KW[22]
	Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης (% του κόστους επένδυσης)	5-7%[21]	2-4%[21]	7%[22]
	Στάδιο Τεχνολογίας	Βιομηχανική χρήση (από το 1920)	Σε εμπορική χρήση τα τελευταία χρόνια	Εργαστηριακό



Εικόνα 12 Μεταβολή κόστους παραγωγής υδρογόνου συναρτήσει των ωρών λειτουργίας, του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας και το κόστος του ηλεκτρολύτη[39]



Εικόνα 13 Σύγκριση τιμών LCOH ανάμεσα στις διάφορες πηγές ενέργειας ηλεκτρόλυσης με τη μέθοδο SMR[27]

Παρατηρούμε από τις προβλέψεις που έχουν γίνει ότι το κόστος της τεχνολογίας αναμένεται να γνωρίσει μείωση 45% και 65% του σημερινού σε ορίζοντα δεκαετίας και εικοσαετίας αντίστοιχα. Μια ακόμη χρήσιμη παρατήρηση είναι ότι ανάμεσα στο 2040 και το 2050 η μείωση του ειδικού κόστους δεν είναι το ίδιο ραγδαία και έχει σταθεροποιηθεί, γεγονός που υποδηλώνει ότι η συγκεκριμένη τεχνολογία θα θεωρείται ώριμη τη δεκαετία αυτή. Ο τελικός στόχος για τη συγκεκριμένη τεχνολογία που έχει θέσει το DOE (Department of Energy) των ΗΠΑ, είναι το ειδικό κόστος των PEM ηλεκτρολυτών να φτάσει τα 125€/KW και το $LCOH_2$ να είναι 0,89€/kg [28]. Ένα ακόμα χρήσιμο συμπέρασμα από τη σύγκριση της ηλεκτρόλυση σε σχέση με τη SMR είναι πως η παραγωγή γκρι υδρογόνου παραμένει αισθητά χαμηλότερη με την αντίστοιχη παραγωγή πράσινου υδρογόνου, ωστόσο στο τέλος της δεκαετίας η διαφορά αυτή αναμένεται να έχει μειωθεί αισθητά. Η πυρηνική ενέργεια αποτελεί την πηγή ενέργειας η οποία δίνει το χαμηλότερο κόστος παραγωγής υδρογόνου από ηλεκτρόλυση

Στην παρούσα εργασία θα γίνει οικονομική αξιολόγηση εγκαταστάσεων στις οποίες όχι μόνο θα γίνεται ηλεκτρόλυση του νερού προς παραγωγή υδρογόνου από πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια του συστήματος η οποία θα έμενε ανεκμετάλλευτη, αλλά και μετατροπή του υδρογόνου εκ νέου σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω της καύσης του στον αεριοστρόβιλο. Ουσιαστικά γίνεται δηλαδή αποθήκευση μέρους του πλεονάσματος ενέργειας από ΑΠΕ σε υδρογόνο έτσι ώστε εκείνο να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο στον αεριοστρόβιλο, περιορίζοντας έτσι τη χρήση των ορυκτών καυσίμων. Σημαντικό να αναφερθεί είναι το γεγονός πως στην παρούσα εργασία η παραγωγή και πώληση της θερμικής ενέργειας από τις μονάδες δεν θα συμπεριληφθεί στις τεχνοοικονομικές αναλύσεις που θα ακολουθήσουν σε επόμενα κεφάλαια λόγω έλλειψης απαραίτητων βασικών δεδομένων για τους αντίστοιχους υπολογισμούς.

3. Εργαλεία και μέθοδοι τεχνοοικονομικής ανάλυσης επένδυσης

3.1 Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value)

Για την οικονομική ανάλυση των επενδύσεων θα χρησιμοποιηθούν ορισμένοι οικονομικοί δείκτες οι οποίοι δείχνουν το πόσο συμφέρουσα είναι η κάθε επένδυση . Ο πρώτος δείκτης που θα χρησιμοποιηθεί είναι η καθαρή παρούσα αξία (Net Present Value) , η οποία ανάγει στο παρόν και αθροίζει όλες της καθαρές χρηματικές ροές κατά τον ορίζοντα που μελετάται η επένδυση . Με τον τρόπο αυτό το αποτέλεσμα του δείκτη, αποτυπώνει σε παρούσα αξία την αξία της επένδυσης , και υπολογίζεται με την παρακάτω εξίσωση

$$NPV = \sum_{t=1}^{N} c_t(1+i)^{-t}$$

Όπου c_t η καθαρή χρηματική ροή του έτους t , N τα συνολικά έτη που αξιολογείται η επένδυση και i ο συντελεστής επικαιροποίησης. Όσο μεγαλύτερη τιμή έχει ο συγκεκριμένος δείκτης , τόσο πιο συμφέρουσα θεωρείται η επένδυση, δηλαδή ανάμεσα σε δύο επενδύσεις με βάση αυτό το δείκτη επιλέγεται η επένδυση που παρουσιάζει τη μεγαλύτερη τιμή του συγκεκριμένου δείκτη

3.2 Περίοδος αποπληρωμής της επένδυσης

Ο δεύτερος δείκτης που θα χρησιμοποιηθεί είναι η περίοδος αποπληρωμής της επένδυσης (Pay-Back Period- PbP). Ο συγκεκριμένος δείκτης , δείχνει το πόσο χρονικό διάστημα θα περάσει έτσι ώστε οι σωρευμένες καθαρές χρηματικές ροές γίνουν ίσες με το μηδέν , ή πιο απλά οι καθαρές χρηματικές ροές από την επένδυση καλύψουν πλήρως το επενδυμένο κεφάλαιο . Γενικότερα όσο μικρότερη είναι η τιμή του συγκεκριμένου δείκτη τόσο χαμηλότερο είναι το ρίσκο της επένδυσης και γενικότερα πιο συμφέρουσα η επένδυση. Μια επένδυση ενδέχεται να έχει μια υψηλή τιμή καθαρής παρούσας αξίας αλλά να αποφασιστεί να μην γίνει καθώς η περίοδος αποπληρωμής της επένδυσης είναι μεγάλη και μια τέτοια επένδυση εγκυμονεί μεγαλύτερο ρίσκο. Με βάση το συγκεκριμένο κριτήριο επιλέγονται οι επενδύσεις που έχουν χαμηλότερη τιμή του συγκεκριμένου δείκτη.

3.3 Σταθμισμένο κόστος παραγόμενης ενέργειας(LCOE) & σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου ($LCOH_2$)

Άλλοι δύο βασικοί δείκτες για την εγκατάσταση που θα υπολογιστούν για την καλύτερη αξιολόγηση της επένδυσης , είναι το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου ($LCOH_2$) και το σταθμισμένο κόστος παραγόμενης ενέργειας (LCOE).

Το σταθμισμένο κόστος υδρογόνου αποτυπώνει το πόσο κοστίζει στην εγκατάσταση η παραγωγή υδρογόνου και μπορεί να βοηθήσει για τη λήψη κάποιων χρήσιμων

συμπερασμάτων αν συγκριθεί με τον αντίστοιχο δείκτη άλλων εγκαταστάσεων. Το σταθμισμένο κόστος υδρογόνου υπολογίζεται με την παρακάτω εξίσωση

$$LCOH_2 = \frac{Annual\ capital\ repayment + O\&M\ Costs}{Annual\ Production\ of\ H_2}$$

Το σταθμισμένο κόστος παραγόμενης ενέργειας (LCOE) είναι ένας δείκτης που χρησιμοποιείται ευρέως στο τομέα των ΑΠΕ και αποτυπώνει το κόστος παραγόμενης ενέργειας ανά ενεργειακή μονάδα . Αποτελεί ένα χρήσιμο εργαλείο για τη σύγκριση εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας καθώς δεν περιορίζεται μόνο στις ΑΠΕ που αναφέρθηκε . Ο υπολογισμός του γίνεται σύμφωνα με την παρακάτω εξίσωση .

$$LCOE = \frac{\sum_{n=1}^{N} (I_n + M_n + F_n) * (1+i)^{-n}}{\sum_{n=1}^{N} E_n * (1+i)^{-n}}$$

Όπου In είναι το κόστος της επένδυσης , Mn το κόστος λειτουργίας και συντήρησης , N η διάρκεια ζωής της επένδυσης , Fn το κόστος καυσίμου και En η παραγόμενη ενέργεια.

Για τον υπολογισμό των παραπάνω δεικτών , απαραίτητη προϋπόθεση είναι ο υπολογισμός των καθαρών ετήσιων χρηματικών ροών της κάθε εγκατάστασης .Τα δύο σενάρια που θα πραγματοποιηθεί η σύγκριση , είναι η συνέχιση λειτουργίας της εγκατάστασης με φυσικό αέριο ως καύσιμο και το δεύτερο είναι η εγκατάσταση με τη μονάδα παραγωγής υδρογόνου. Για τον υπολογισμό των ροών πρέπει να γίνει ο υπολογισμός για διάφορες τιμές σχετικά με την επένδυση , όπως είναι το κόστος επένδυσης, τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης , και κάποια οικονομικά μεγέθη.

4. Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά των εγκαταστάσεων και αξιολόγηση των επενδύσεων

4.1 Εισαγωγή

Σε αυτό το κεφάλαιο θα γίνει η τεχνοοικονομική ανάλυση για τις δυο εγκαταστάσεις ηλεκτρόλυσης και ηλεκτροπαραγωγής. Πιο συγκεκριμένα θα γίνει η σύγκριση του βασικού σεναρίου με το σενάριο αναφοράς, καθώς επίσης και σενάρια στα οποία θα μεταβληθούν σημαντικές παράμεροι όπου επηρεάζουν άμεσα τα οικονομικά αποτελέσματα όπως είναι ο εξοπλισμός της κάθε εγκατάστασης και οι ώρες λειτουργίας. Επίσης θα μελετηθούν τεχνοοικονομικά πανομοιότυπες μελλοντικά σενάρια όπου αναμένεται να αλλάξουν σημαντικά μερικές βασικές παράμετροι τόσο τεχνικά όσο και οικονομικά.

Για την επεξεργασία των τεχνοοικονομικών χαρακτηριστικών που παρουσιάστηκαν παραπάνω, μερικές απαραίτητες παραδοχές για την ανάλυση της επένδυσης είναι απαραίτητο να ληφθούν, οι οποίες αναγράφονται στο παρακάτω πίνακα και είναι κοινές για όλα τα σενάρια

Πίνακας 4-1 Βασικές οικονομικές παραδοχές για την οικονομική αξιολόγηση των σεναρίων

Μέσο σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου	5,2%	[29]
Διάρκεια Ζωής (Lifetime)	20	
Απόσβεση (Salvage)	5%	
Τύπος απόσβεσης	Γραμμική Απόσβεση	
Φορολογία Κερδών	20%	

4.2 Τεχνοοικονομικά Χαρακτηριστικά Πιλοτικής Εγκατάστασης

4.2.1 Παρούσα Κατάσταση

Στην παρούσα κατάσταση η εγκατάσταση συνεχίζει τη λειτουργία της ως έχει με καύσιμο αποκλειστικά το φυσικό αέριο. Αναλυτικότερα στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζονται τα απαραίτητα δεδομένα, τόσο τεχνικά όσο και οικονομικά, για την αξιολόγηση του σεναρίου.

Πίνακας 4-2 Τεχνικά χαρακτηριστικά παρούσας κατάστασης - Γαλλία

Δεδομένα Σεναρίου		
Ετήσιες εκροές εγκατάστασης		
Ετήσιες Ώρες Λειτουργίας	8000	
Ετήσια κατανάλωση Φυσικού Αερίου	278399,9	MWh
Εκπομπές CO_2	36868,6	tonCO2
Ετήσια Ηλεκτροπαραγωγή	95769,6	MWh

Πίνακας 4-3 Οικονομικά χαρακτηριστικά παρούσας κατάστασης- Γαλλία

Δεδομένα Σεναρίου		
Ετήσιες εκροές εγκατάστασης		
Ετήσιο Κόστος Φυσικού Αερίου	5.957.759,05 €	[30](0,021€/KWh)
Ετήσιος φόρος εκπομπών CO_2	3.686.860,80 €	(*) (100€/ton_{CO2})
Συνολικές Ετήσιες Εκροές Εγκατάστασης	**12.079.996,09 €**	
Ετήσιες εισροές εγκατάστασης		
Συνολικές Ετήσιες εισροές από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	**11.492.350,17 €**	[31] (120€/MWh)

Έσοδα από την πώληση ωφέλιμης θερμότητας	**3.108.004,21€**

4.2.2 Βασικό Σενάριο

Στο βασικό σενάριο μελετάται η νέα εγκατάσταση συστήματος αποθήκευσης πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μέσω παραγωγής και αποθήκευσης υδρογόνου, η οποία αποτελείται από τα εξής βασικά υποσυστήματα:

- Ο ηλεκτρολύτης SILYZER 200 της SIEMENS συνολικής ισχύος 1.25MW . Οι ώρες λειτουργίας του ηλεκτρολύτη, θα είναι οι ώρες που υπάρχει πλεόνασμα στο σύστημα με μέση τιμή ηλεκτρικής ενέργειας τα 10€/MWhel . Τα τεχνικά χαρακτηριστικά του ηλεκτρολύτη παρουσιάζονται παρακάτω

Εικόνα 14 Τεχνικά χαρακτηριστικά SILYZER [32]

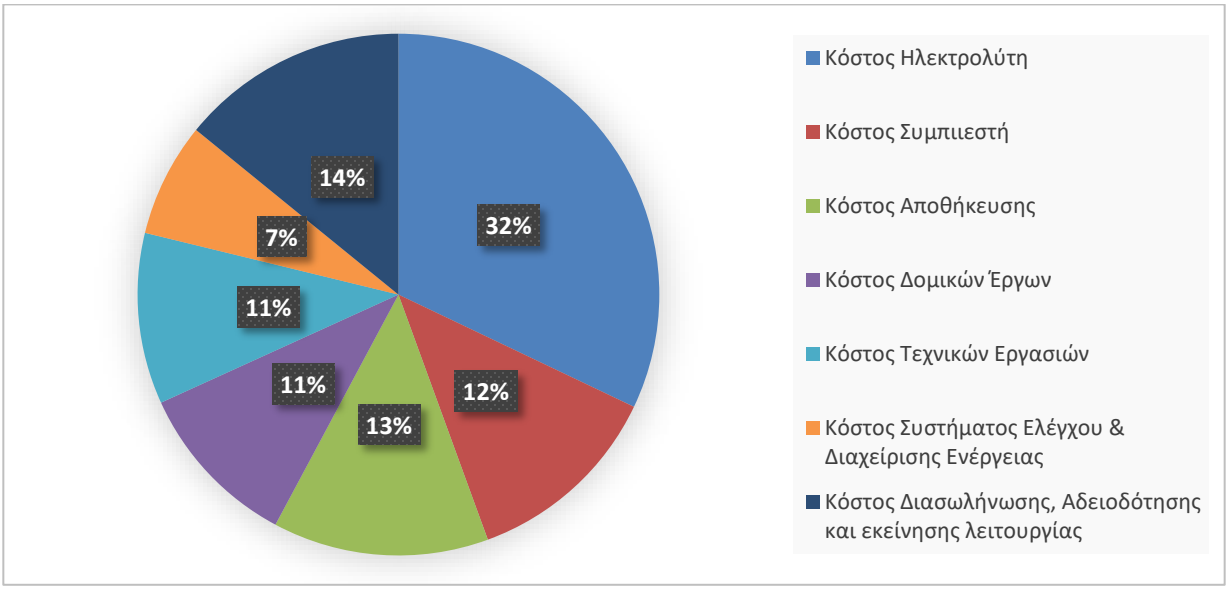
- Συμπιεστής ο οποίος θα συμπιέζει το παραγόμενο υδρογόνο και με τη χρήση του δικτύου των σωληνώσεων θα αποθηκεύεται

- Αποθήκευση υδρογόνου σε κατάλληλα διαμορφωμένες δεξαμενές σε πίεση 200bar, έτσι ώστε να είναι έτοιμο προς κατανάλωση στον αεριοστρόβιλο.

Με χρήση επιστημονικών άρθρων, υπολογίστηκαν τα απαραίτητα κόστη για τη νέα εγκατάσταση, τα οποία παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα

Πίνακας 4-4 Ανάλυση κόστους επένδυσης βασικού σεναρίου -Πιλοτική εγκατάσταση

Κόστη		Αναφορές
Κόστος Ηλεκτρολύτη	1.212.500 €	[26] (970€/KW)
Κόστος Συμπιεστή Υδρογόνου	467.000,00 €	[33]
Κόστος Αποθήκευσης Υδρογόνου	505.797,60 €	[34] (490€/kgH_2)
Κόστος Δομικών Έργων	392.663 €	[33]
Κόστος Τεχνικών Εργασιών	400.783,58 €	[33]
Κόστος Συστήματος Ελέγχου και Διαχείρισης Ενέργειας	267.043,37 €	[33]
Κόστος Διασωλήνωσης , Αδειοδότησης και εκκίνησης λειτουργίαςτης εγκατάστασης	534.086,73 €	[33]
Συνολικό Κόστος Επένδυσης	**3.779.873,92 €**	



Εικόνα 15 Καταμερισμός Κόστους Βασικού Σεναρίου - Πιλοτική Εγκατάσταση

Πίνακας 4-5 Οικονομικά χαρακτηριστικά Βασικού Σεναρίου-Πιλοτική εγκατάσταση

Δεδομένα Σεναρίου		
Ετήσιες εκροές εγκατάστασης		
Ετήσιο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την ηλεκτρόλυση	31.625,00 €	[35](10€/MWh)
Ετήσιο Κόστος Φυσικού Αερίου	7.422.002,91 €	[30] (0,021€/KW)
Ετήσιος φόρος εκπομπών CO_2	4.605.487,44 €	(100€/ton_{CO2})
Συνολικό Κόστος λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης	131.351,03 €	[33, 34, 36]
Συνολικές Ετήσιες Εκροές Εγκατάστασης	**12.191.414,75 €**	
Ετήσιες εισροές εγκατάστασης		

Έσοδα από της πωλήσεις του παραγόμενου οξυγόνου	54.648,00 €	[37](150€/ton_{O2})
Έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	11.492.350,17 €	[31] (120€/MWh)
Έσοδα από την πώληση ωφέλιμης θερμότητας	3.108.004,21€	
Συνολικές Ετήσιες Εισροές Εγκατάστασης	**14.655.002,38 €**	

Ο αριθμός των ωρών όπου υπάρχει πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας για την ηλεκτρόλυση του νερού, υπολογίστηκε από την πλατφόρμα του Ευρωπαϊκού Δικτύου Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity) με μέσο κόστος 10€/MWh, που δίνει 2530 ώρες ηλεκτρόλυσης.

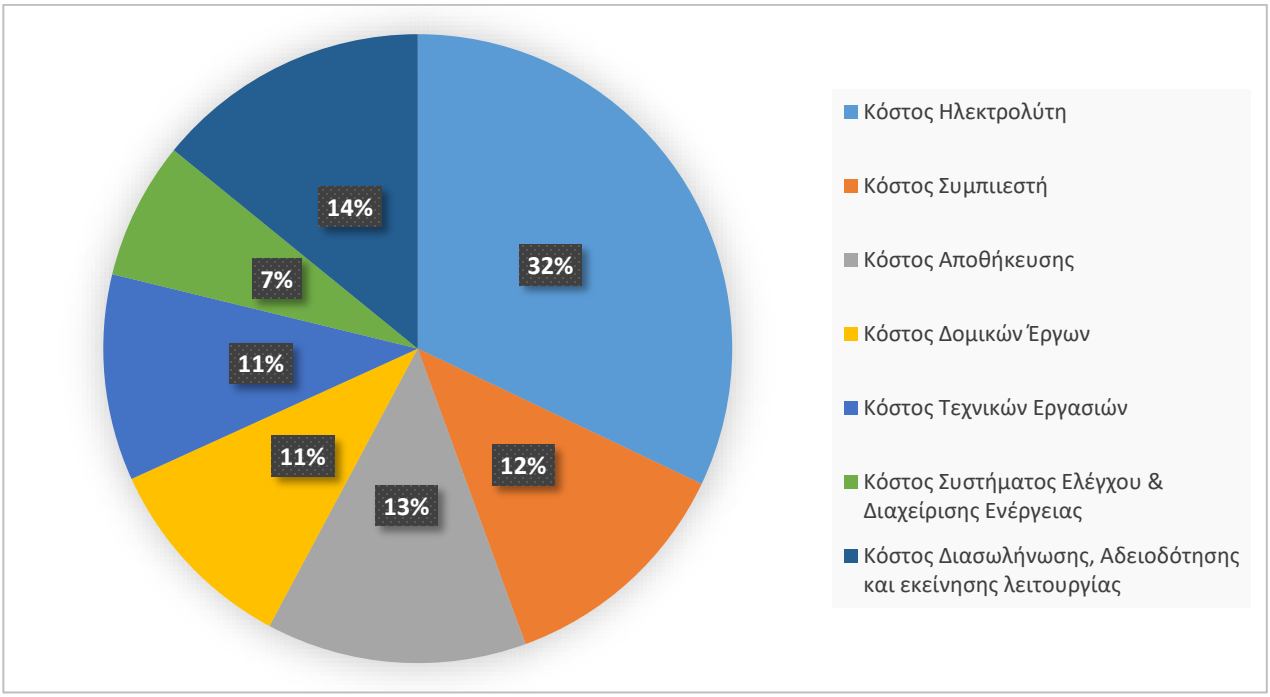
4.2.3 Σενάριο Διπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης

Σε αυτό το σενάριο μελετάται η εγκατάσταση του βασικού σεναρίου με τη διαφορά ότι η εγκατεστημένη ισχύς ηλεκτρόλυσης είναι διπλάσια από το αντίστοιχο σενάριο. Διπλάσια ισχύς στην εγκατάσταση θα επιτευχθεί με την εγκατάσταση δύο πανομοιότυπων ηλεκτρολυτών όπως ακριβώς αναφέρεται στο σενάριο αναφοράς. Στο παρόν σενάριο λόγω της αυξημένης παραγωγής υδρογόνου κρίθηκε αναγκαία η αύξηση της χωρητικότητας των δεξαμενών υδρογόνου θεωρήθηκε για να μην υπάρχει ποσότητα η οποία θα μείνει ανεκμετάλλευτη και επιλογή συμπιεστή υψηλότερης ισχύος. Η μεταβολή αυτή έχει ως αποτέλεσμα την αλλαγή αρχικά σε τεχνικά μεγέθη της εγκατάστασης και κατ' επέκταση και σε οικονομικά μεγέθη. Παρακάτω παρουσιάζονται οι αντίστοιχοι πίνακες με το σενάριο αναφοράς.

Πίνακας 4-6 Ανάλυση κόστους επένδυσης σεναρίου Διπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης- Πιλοτική εγκατάσταση

Κόστη		Αναφορές
Κόστος Ηλεκτρολύτη	2.425.000 €	[26] (970€/KW)
Κόστος Συμπιεστή Υδρογόνου	1.351.000 €	[33]
Κόστος Αποθήκευσης Υδρογόνου	758.696,40 €	[34] (490€/kgH_2)

Κόστος Δομικών Έργων	508.288€	[33]
Κόστος Τεχνικών Εργασιών	831.663,32 €	[33]
Κόστος Συστήματος Ελέγχου και Διαχείρισης Ενέργειας	554.139,90 €	[33]
Κόστος Διασωλήνωσης , Αδειοδότησης και εκκίνησης λειτουργίαςτης εγκατάστασης	1.108.279,80 €	[33]
Συνολικό Κόστος Επένδυσης	**7.537.067,06€**	



Εικόνα 16 Καταμερισμός Κόστους Σεναρίου Διπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης-Πιλοτική εγκατάσταση

Πίνακας 4-7 Οικονομικά χαρακτηριστικά σεναρίου Διπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης- Πιλοτική εγκατάσταση

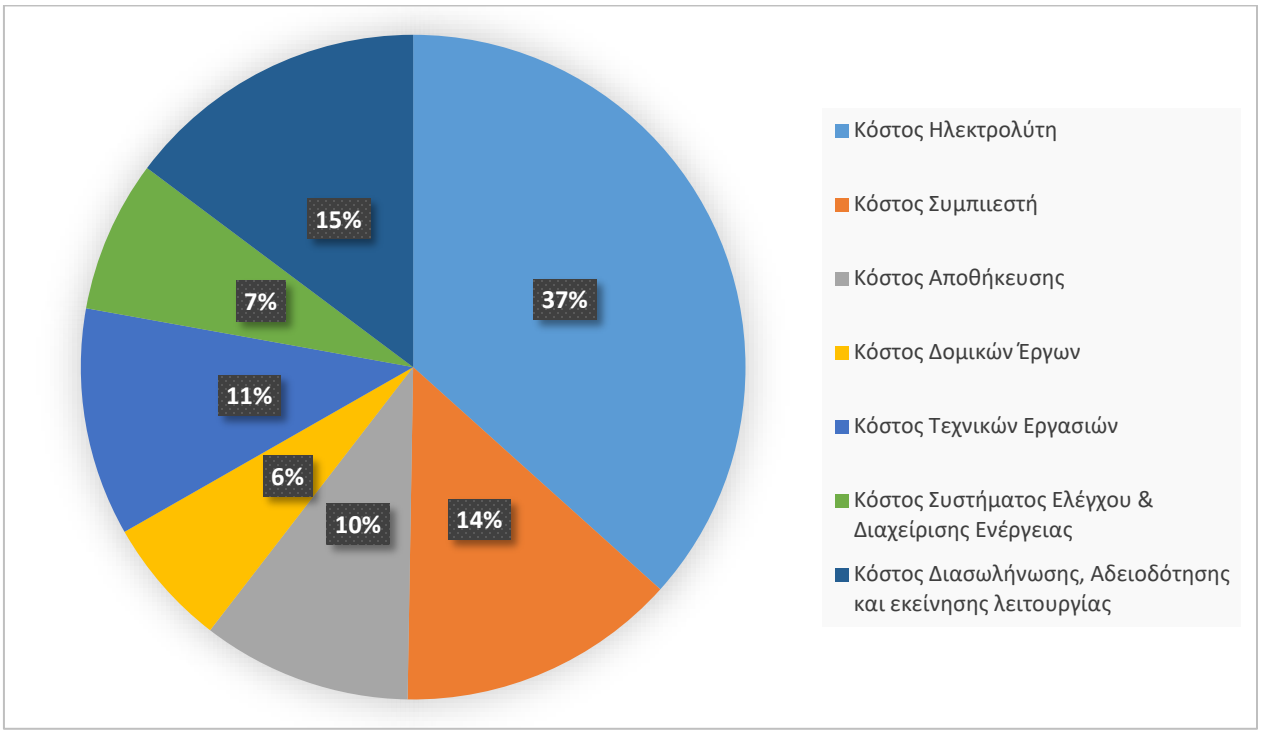
Δεδομένα Σεναρίου		
Ετήσιες εκροές εγκατάστασης		
Ετήσιο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την ηλεκτρόλυση	63.250,00 €	[35](10€/mwh)
Ετήσιο Κόστος Φυσικού Αερίου	7.389.568,60 €	[30] (0,021€/KW)
Ετήσιος φόρος εκπομπών CO2	4.585.416,01€	(100€/ton_{CO2})
Συνολικό Κόστος λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης	265.211,79 €	[33, 34, 36]
Συνολικές Ετήσιες Εκροές Εγκατάστασης	**12.305.343,14 €**	
Ετήσιες εισροές εγκατάστασης		
Έσοδα από της πωλήσεις του παραγόμενου οξυγόνου	109.296,00 €	[37](150€/ton_{O2})
Έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	11.492.350,17 €	[31] (120€/MWh)
Έσοδα από την πώληση ωφέλιμης θερμότητας	3.108.004,21€	
Συνολικές Ετήσιες Εισροές Εγκατάστασης	**14.709.650,38 €**	

4.2.4 Σενάριο Τριπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης

Σε αυτό το σενάριο μελετάται η εγκατάσταση του βασικού σεναρίου με τη διαφορά ότι η εγκατεστημένη ισχύς ηλεκτρόλυσης είναι διπλάσια από το αντίστοιχο σενάριο. Τριπλάσια ισχύς στην εγκατάσταση θα επιτευχθεί με την εγκατάσταση τριών πανομοιότυπων ηλεκτρολυτών όπως ακριβώς αναφέρεται στο σενάριο αναφοράς. Στο παρόν σενάριο λόγω της αυξημένης παραγωγής υδρογόνου κρίθηκε αναγκαία η αύξηση της χωρητικότητας των δεξαμενών υδρογόνου θεωρήθηκε για να μην υπάρχει ποσότητα η οποία θα μείνει ανεκμετάλλευτη και επιλογή συμπιεστή υψηλότερης ισχύος Η μεταβολή αυτή έχει ως αποτέλεσμα την αλλαγή αρχικά σε τεχνικά μεγέθη της εγκατάστασης και κατ' επέκταση και σε οικονομικά μεγέθη. Παρακάτω παρουσιάζονται οι αντίστοιχοι πίνακες με το σενάριο αναφοράς

Πίνακας 4-8 Ανάλυση κόστους επένδυσης σεναρίου τριπλάσιας εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτρόλυσης- πιλοτική εγκατάσταση

Κόστη		Αναφορές
Κόστος Ηλεκτρολύτη	3.637.500 €	[26] (970€/KW)
Κόστος Συμπιεστή Υδρογόνου	[33]	[33]
Κόστος Αποθήκευσης Υδρογόνου	1.011.595,20 €	[34] (490€/kgH_2)
Κόστος Δομικών Έργων	[33]	[33]
Κόστος Τεχνικών Εργασιών	1.100.417,46 €	[33]
Κόστος Συστήματος Ελέγχου και Διαχείρισης Ενέργειας	733.211,63 €	[33]
Κόστος Διασωλήνωσης , Αδειοδότησης και εκκίνησης λειτουργίαςτης εγκατάστασης	1.466.423,27 €	[33]
Συνολικό Κόστος Επένδυσης	**9.924.060,20 €**	



Εικόνα 17 Καταμερισμός Κόστους Σεναρίου Τριπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης- Πιλοτική Εγκατάσταση

Πίνακας 4-9 Οικονομικά Χαρακτηριστικά Σεναρίου Τριπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης- Πιλοτική Εγκατάσταση

Δεδομένα Σεναρίου		
Ετήσιες εκροές εγκατάστασης		
Ετήσιο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για ηλεκτρόλυση	94.875,00 €	[35] (25,4€/mwh)
Ετήσιο Κόστος Φυσικού Αερίου	7.357.134,29 €	[30] (0,021€/KW)
Ετήσιος Φόρος Εκπομπών CO_2	4.565.344,58 €	(*) (100€/ton_{CO2})
Συνολικό Κόστος λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης	353.104,55 €	[33, 34, 36]
Συνολικές Ετήσιες Εκροές Εγκατάστασης	**12.373.303,52 €**	

Ετήσιες εισροές εγκατάστασης		
Έσοδα από της πωλήσεις του παραγόμενου οξυγόνου	163.944,00 €	[37](150€/ton_{O2})
Έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	11.492.350,17 €	[31] (120€/MWh)
Έσοδα από την πώληση ωφέλιμης θερμότητας	3.108.004,21€	
Συνολικές Ετήσιες Εισροές Εγκατάστασης	**14.764.298,38 €**	

4.2.5 Σενάριο Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη σε όλες τις ώρες με πλεόνασμα ενέργειας (4404 ώρες)

Σε αντίθεση με το βασικό σενάριο όπου επιλέγονται οι ώρες με μέσο κόστος 10€/MWhel σε αυτό το σενάριο δεν υπάρχει η αναφερθείσα προϋπόθεση και έτσι ο ηλεκτρολύτης λειτουργεί όλες τις ώρες που υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας στο σύστημα. Η μεταβολή στις ώρες λειτουργίας οδηγεί σε αλλαγή του παραγόμενου υδρογόνου που επηρεάζει αντίστοιχα άμεσα και τα οικονομικά αποτελέσματα. Στο παρόν σενάριο λόγω της ετήσιας αύξησης στις ώρες λειτουργίας του ηλεκτρολύτη, κρίθηκε αναγκαία η αντικατάσταση του πριν το τέλος της μελέτης της επένδυσης. Ο αριθμός ωρών υπολογίστηκε από την πλατφόρμα του Ευρωπαϊκού Δικτύου Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity) και ο αριθμός των ωρών είναι 4404 με μέσο κόστος 25,44€/MWhel. Αναλυτικότερα παρουσιάζονται παρακάτω οι σχετικοί πίνακες με τα οικονομικά χαρακτηριστικά του σεναρίου

Πίνακας 4-10 Οικονομικά χαρακτηριστικά Σεναρίου Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη σε όλες τις ώρες με πλεόνασμα ενέργειας – Πιλοτική εγκατάσταση

Δεδομένα Σεναρίου		
Ετήσιες εκροές εγκατάστασης		
Ετήσιο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την ηλεκτρόλυση	140.047,20 €	[35] (25,44€/MWh)
Κόστος αντικατάστασης ηλεκτρολύτη (stack replacement)	587.500 €	[38] (470€/KW)
Ετήσιο Κόστος Φυσικού Αερίου	7.397.978,44 €	[30](0,021€/KWh)

Ετήσιος Φόρος εκπομπών CO_2	4.590.620,30 €	(100€/ton_{CO2})
Συνολικό Κόστος λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης	131.351,03 €	[33, 34, 36]
Συνολικές Ετήσιες Εκροές Εγκατάστασης	**9.826.271,57 €**	
Ετήσιες εισροές εγκατάστασης		
Έσοδα από της πωλήσεις του παραγόμενου οξυγόνου	95.126,40 €	[37](150€/ton_{O2})
Έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	11.492.350,17 €	[31] (120€/MWh)
Έσοδα από την πώληση ωφέλιμης θερμότητας	3.108.004,21€	
Συνολικές Ετήσιες Εισροές Εγκατάστασης	**14.695.480,78 €**	

4.2.6 Σενάριο Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη στις ώρες με πλεόνασμα ενέργειας με μέση τιμή ρεύματος 5€/MWh (1610 ώρες)

Σε αντίθεση με το βασικό σενάριο όπου επιλέγονται οι ώρες με μέσο κόστος 10€/MWhel σε αυτό το σενάριο στο παρόν ο ηλεκτρολύτης λειτουργεί τις ώρες που υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας στο σύστημα με μέσο κόστος 5€/MWh_{el}. Ο αριθμός ωρών υπολογίστηκε από την πλατφόρμα του Ευρωπαϊκού Δικτύου Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity) και είναι ίσος με 1610 ώρες. Η μεταβολή στις ώρες λειτουργίας οδηγεί σε αλλαγή του παραγόμενου υδρογόνου που επηρεάζει αντίστοιχα άμεσα και τα οικονομικά αποτελέσματα. Αναλυτικότερα παρουσιάζονται παρακάτω οι σχετικοί πίνακες με τα οικονομικά χαρακτηριστικά του σεναρίου

Πίνακας 4-11 Οικονομικά Χαρακτηριστικά Σεναρίου Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη Στις Ώρες Με Πλεόνασμα Ενέργειας Με Μέση Τιμή Ρεύματος 5€/Mwh

Δεδομένα Σεναρίου		
Ετήσιες εκροές εγκατάστασης		
Ετήσιο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την ηλεκτρόλυση	10.062,50 €	[35] (10€/MWh)
Ετήσιο Κόστος Φυσικού Αερίου	7.433.797,20 €	[30] (0,021€/KWh)

Ετήσιος φόρος εκπομπών CO_2	4.612.786,15 €	(*) (100€/ton_{CO2})
Συνολικό Κόστος λειτουργίας και συντήρησηςτης εγκατάστασης	131.351,03 €	[33, 34, 36]
Συνολικές Ετήσιες Εκροές Εγκατάστασης	**12.188.600,38 €**	
Ετήσιες εισροές εγκατάστασης		
Έσοδα από της πωλήσεις του παραγόμενου οξυγόνου	34.776,00 €	[37](150€/ton_{O2})
Έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	11.492.350,17 €	[31] (120€/MWh)
Έσοδα από την πώληση ωφέλιμης θερμότητας	3.108.004,21€	
Συνολικές Ετήσιες Εισροές Εγκατάστασης	**14.635.130,38 €**	

4.2.7 Μελλοντικό Σενάριο 2030

Για το μελλοντικό σενάριο της πιλοτικής εγκατάστασης, θα γίνει αξιολόγηση πανομοιότυπης επένδυσης, αλλά στο έτος 2030. Για το συγκεκριμένο σενάριο έχει θεωρηθεί ότι ο συντελεστής λειτουργίας της εγκατάστασης θα έχει αυξηθεί από το σενάριο αναφοράς καθώς έχει θεωρηθεί ότι θα έχει αυξηθεί ο αριθμός των εγκατεστημένων ΑΠΕ. Παράλληλα στην επόμενη δεκαετία όπως σχολιάστηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο, αναμένεται να μειωθεί το κόστος μίας τέτοιας επένδυσης, καθώς με τη πάροδο του χρόνου η τεχνολογία του υδρογόνου αναμένεται να έχει ωριμάσει. Τέλος αξίζει να αναφερθεί ότι στις επενδύσεις που αφορούν ΑΠΕ, είτε από βιομηχανικούς είτε από απλούς χρήστες του συστήματος, η παραγόμενη ενέργεια από τις ΑΠΕ δέχεται μία προσαύξηση στη τιμή πώλησης για να προωθούνται τέτοιες επενδύσεις. Στην περίπτωση του υδρογόνου μέχρι σήμερα δεν έχει υπάρξει αντίστοιχη νομοθεσία μέχρι σήμερα, και για αυτό δεν έχει συμπεριληφθεί στους οικονομικούς υπολογισμούς των υπόλοιπων σεναρίων, αλλά εντός της επόμενης δεκαετίας αναμένεται να ψηφιστεί αντίστοιχο νομοσχέδιο. Στο μελλοντικό σενάριο στους οικονομικούς υπολογισμούς έχει συμπεριληφθεί προνομιακό τιμολόγιο για της παραγόμενες ηλεκτρικές μεγκαβατώρες με την αντίστοιχη τιμή από άλλες ΑΠΕ.

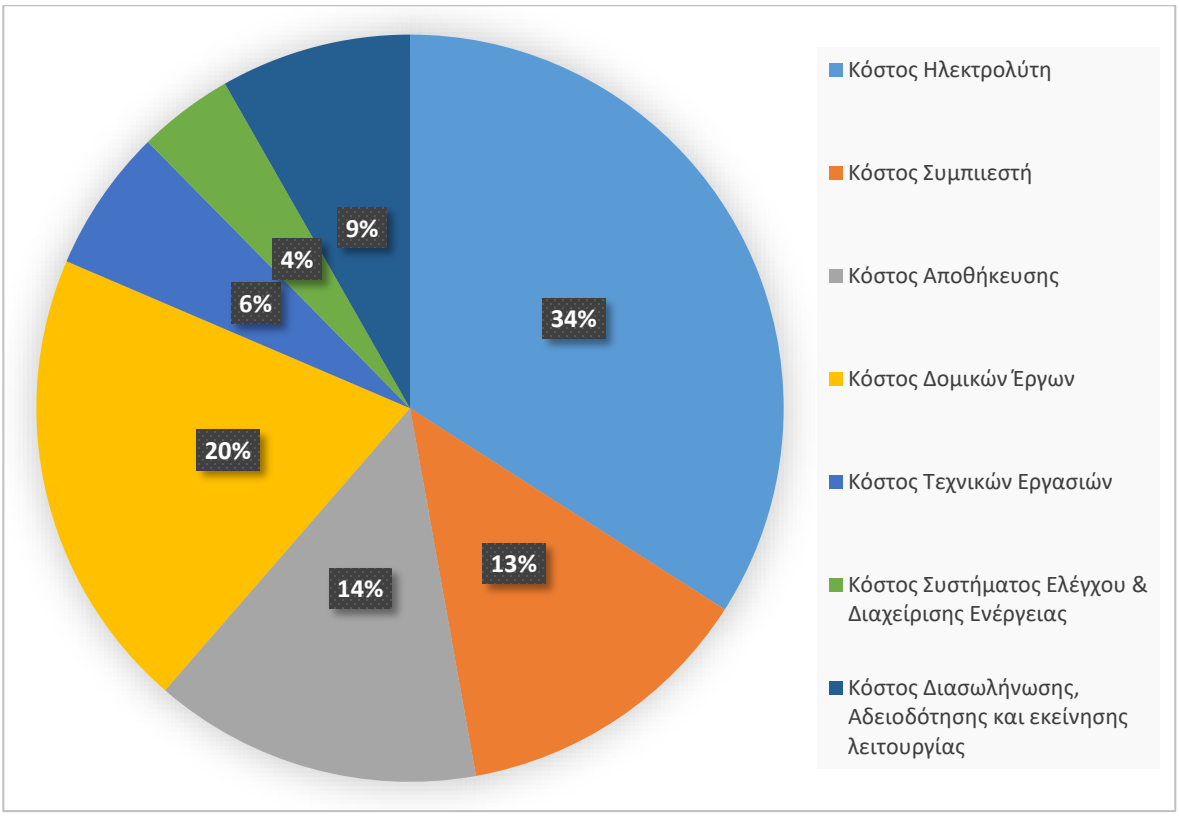
Πίνακας 4-12 Πίνακας παραδοχών μελλοντικού σεναρίου-Πιλοτική εγκατάσταση

Μεταβολές Μελλοντικού Σεναρίου Συγκριτικά με το Βασικό Σενάριο		
Ετήσιες ωρες λειτουργίας ηλεκτρολύτη	7000 (CF=80%)	
Μείωση Κόστους Επένδυσης	45%	[26]

Προνομιακό Τιμολόγιο για τις ώρες που παράγεται ηλεκτρική ενέργεια από καύση υδρογόνου	18,5c/KWh_{el}	[39]
Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ	25c/KWh_{el}	[35]

Πίνακας 4-13 Ανάλυση κόστους επένδυσης μελλοντικού σεναρίου -Πιλοτική εγκατάσταση

Κόστη		Αναφορές
Κόστος Ηλεκτρολύτη	666.875 €	[26] (530€/KW)
Κόστος Συμπιεστή Υδρογόνου	256.850,00 €	[26, 33, 34]
Κόστος Αποθήκευσης Υδρογόνου	278.188,68 €	[26, 34]
Κόστος Δομικών Έργων	392.663 €	[26, 33]
Κόστος Τεχνικών Εργασιών	121.237,03 €	[26, 33]
Κόστος Συστήματος Ελέγχου και Διαχείρισης Ενέργειας	80.780,62 €	[26, 33]
Κόστος Διασωλήνωσης , Αδειοδότησης και εκκίνησης λειτουργίαςτης εγκατάστασης	161.561,24 €	[26, 33]
Συνολικό Κόστος Επένδυσης	**1.958.155,21 €**	



Εικόνα 18 Καταμερισμός κόστους μελλοντικού σεναρίου- Πιλοτική Εγκατάσταση

Πίνακας 4-14 Οικονομικά χαρακτηριστικά μελλοντικού σεναρίου- Πιλοτική Εγκατάσταση

Δεδομένα Δεύτερου Σεναρίου		
Ετήσιες εκροές εγκατάστασης		
Ετήσιο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την ηλεκτρόλυση	218.750,00 €	[35] (25€/MWh)
Ετήσιο Κόστος Φυσικού Αερίου	7.364.698,02 €	[30] (0,021€/KWh)

Ετήσιος φόρος εκπομπών CO_2	4.570.025,27 €	(100€/tonCO2)
Συνολικό Κόστος λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης	67.412,05 €	[33, 34, 36]
Κόστος Αντικατάστασης Ηλεκτρολύτη	323.125 €	**
Συνολικές Ετήσιες Εκροές Εγκατάστασης	**12.223.509,28 €**	
Ετήσιες εισροές εγκατάστασης		
Έσοδα από της πωλήσεις του παραγόμενου οξυγόνου	151.200,00 €	[37](150€/ton_{O2})
Έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	11.759.219,42 €	[31] (122,8€/MWh)
Έσοδα από την πώληση ωφέλιμης θερμότητας	3.108.004,21€	
Συνολικές Ετήσιες Εισροές Εγκατάστασης	**15.018.423,63 €**	

4.3 Αποτελέσματα και συμπεράσματα από την οικονομική ανάλυση των σεναρίων

Τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά που παρουσιάστηκαν στο κάθε σενάριο μας βοηθούν στον υπολογισμό των απαραίτητων δεικτών που αναφέρθηκαν στο τρίτο κεφάλαιο. Οι τιμές των δεικτών αυτών παρουσιάζονται παρακάτω

Πίνακας 4-15 Πίνακας αποτελεσμάτων τεχνοοικονομικής ανάλυσης των σεναρίων πιλοτικής εγκατάστασης

	NPV	PBP	LCOH(/KG)	LCOE(/MWh)
Παρούσα Κατάσταση	24.706.685,57 €	-	-	100,71€
Βασικό Σενάριο	20.370.297,63 €	2,23 έτη	10,35 €	104,52 €
Σενάριο Διπλάσιας Ισχύος Ηλεκτρόλυσης	16.031.987,94 €	3,51 έτη	10,36 €	108,34 €
Σενάριο Τριπλάσιας Ισχύος Ηλεκτρόλυσης	13.514.495,50 €	5,69 έτη	9,21 €	110,51 €
Σενάριο 1610 ωρών ηλεκτρόλυσης	20.203.084,24 €	2,30 έτη	15,52 €	104,70 €
Σενάριο 4404 ωρών ηλεκτρόλυσης	19.889.898,71 €	2,56 έτη	7,56 €	105,03 €
Μελλοντικό Σενάριο	25.299.268,55 €	1,12 έτη	3,77 €	102,44 €

Παρατηρούμε στο παραπάνω πίνακα ότι η παρούσα κατάσταση παρουσιάζει την υψηλότερη ΚΠΑ καθώς επίσης και το χαμηλότερο σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας. Το βασικό σενάριο με τη σειρά του έχει τη δεύτερη υψηλότερη ΚΠΑ σε σύγκριση με τα υπόλοιπα σενάρια που μελετήθηκαν, γεγονός που δείχνει ότι οι παράμετροι που επιλέχθηκαν για το συγκεκριμένο έργο είναι οι βέλτιστες σε σχέση με αυτές που αναλύθηκαν στο συγκεκριμένο κεφάλαιο. Παρατηρούμε όμως ότι η ενσωμάτωση του υδρογόνου στην ηλεκτροπαραγωγή δεν είναι όσο κερδοφόρα όσο η χρήση του φυσικού αερίου στο συγκεκριμένο τομέα. Η συγκεκριμένη τεχνολογία είναι ιδιαίτερα ακριβή σε σχέση με τα ορυκτά καύσιμα, γεγονός που αποτρέπει προς το παρόν την υιοθέτηση της σε βιομηχανικό επίπεδο. Στο επόμενο κεφάλαιο όπου θα διενεργηθεί ανάλυση ευαισθησίας σε βασικές παραμέτρους έτσι ώστε να παρατηρηθεί με τη μεταβολή ποιων παραμέτρων μπορεί να γίνει η συγκεκριμένη τεχνολογία ανταγωνιστική.

4.4 Τεχνοοικονομικά Χαρακτηριστικά Εγκατάστασης Μεγάλης Κλίμακας

4.4.1 Παρούσα κατάσταση

Στην παρούσα κατάσταση η εγκατάσταση συνεχίζει τη λειτουργία της ως έχει με καύσιμο αποκλειστικά το φυσικό αέριο. Στην εγκατάσταση αυτή ο αεριοστρόβιλος παράγει ηλεκτρική ισχύς ίση με 132,5MW.Αναλυτικότερα στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζονται τα απαραίτητα δεδομένα, τόσο τεχνικά όσο και οικονομικά, για την αξιολόγηση του σεναρίου. Για το σενάριο αυτό έχει επιλεχθεί ο ηλεκτρολύτης της SIEMENS, SILYZER 300 του οποίου τα τεχνικά χαρακτηριστικά παρουσιάζονται παρακάτω.

Silyzer 300
Τεχνικά Χαρακτηριστικα

SIEMENS energy

Παραγωγή H_2	100-2.000kg/h
Βαθμός Απόδοσης (HHV1)	> 75 %
Χρόνος Εκκίνησης	<1min.
Ισχύς	20 % single module
Αποτύπωμα Ηλεκτρολύτη	70MW/1,300kg/h H_2: 70x25m
Διάρκεια Ζωής	> 20 a (Module ≈ 10 a)
Διαθεσιμότητα Ηλεκτρολύτη	~ 95 %
Κατανάλωση νερού	10 l/kg H_2
Καθαρότητα Υδρογόνου	99.999 %
Πίεση εξόδου	Προσαρμόζεται

Εικόνα 19 Τεχνικά Χαρακτηριστικά SILYZER 300[32]

Πίνακας 4-16 Τεχνικά χαρακτηριστικά Παρούσας κατάστασης-Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας

Δεδομένα Πρώτου Σεναρίου		
Ετήσιες εκροές εγκατάστασης		
Ετήσιες Ώρες Λειτουργίας	8000	
Ετήσια κατανάλωση Φυσικού Αερίου	3.854.442	MWh
Εκπομπές CO_2	771.182	tonCO_2
Ετήσια Ηλεκτροπαραγωγή	1.058.736	MWh
Ετήσια παραγωγή Ωφέλιμης Θερμότητας	1.158.956	MWh

Πίνακας 4-17 Οικονομικά χαρακτηριστικά παρούσας κατάστασης- Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας

Δεδομένα Σεναρίου		
Ετήσιες εκροές εγκατάστασης		
Ετήσιο Κόστος Φυσικού Αερίου	82.170.802,00 €	[30](0,021€/KWh)
Ετήσιος φόρος εκπομπών CO_2	77.696.435,00 €	(100€/ton_{CO2})
Συνολικές Ετήσιες Εκροές Εγκατάστασης	**159.867.237,00 €**	
Ετήσιες εισροές εγκατάστασης		
Συνολικές Ετήσιες εισροές από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	**127.048.320,00 €**	[31] (120€/MWh)
Συνολικές Ετήσιες εισροές από την πώληση ωφέλιμης θερμότητας	**40.596.290,23€**	

4.4.2 Βασικό Σενάριο

Στο βασικό σενάριο μελετάται η νέα εγκατάσταση συστήματος αποθήκευσης πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μέσω παραγωγής και αποθήκευσης υδρογόνου, η οποία αποτελείται από τα εξής βασικά υποσυστήματα:

- Ο ηλεκτρολύτης SILYZER 300 της SIEMENS συνολικής ισχύος 17.5MW . Οι ώρες λειτουργίας του ηλεκτρολύτη, θα είναι οι ώρες που υπάρχει πλεόνασμα στο σύστημα με μέση τιμή ηλεκτρικής ενέργειας τα 10€/MWhel . Τα τεχνικά χαρακτηριστικά του ηλεκτρολύτη παρουσιάζονται παρακάτω

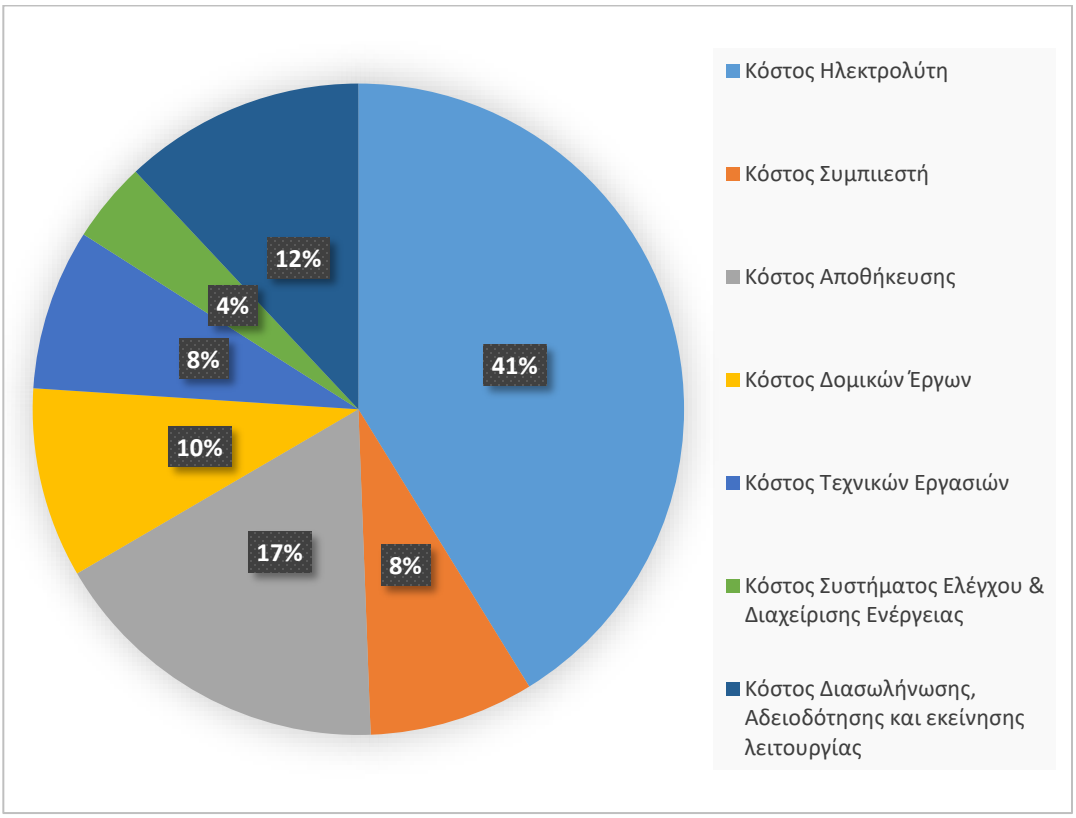
- Συμπιεστής ο οποίος θα συμπιέζει το παραγόμενο υδρογόνο και με τη χρήση του δικτύου των σωληνώσεων θα αποθηκεύεται

- Αποθήκευση υδρογόνου σε κατάλληλα διαμορφωμένες δεξαμενές σε πίεση 200bar, έτσι ώστε να είναι έτοιμο προς κατανάλωση στον αεριοστρόβιλο.

Με χρήση επιστημονικών άρθρων, υπολογίστηκαν τα απαραίτητα κόστη για τη νέα εγκατάσταση, τα οποία παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα

Πίνακας 4-18 Ανάλυση κόστους επένδυσης βασικού σεναρίου - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας

Κόστη		Αναφορές
Κόστος Ηλεκτρολύτη	16.975.000 €	[26] (970€/KW)
Κόστος Συμπιεστή Υδρογόνου	3.373.000,00 €	[33]
Κόστος Αποθήκευσης Υδρογόνου	7.081.166,40 €	[34](490€/kgH_2)
Κόστος Δομικών Έργων	3.888.527 €	[33]
Κόστος Τεχνικών Εργασιών	3.291.499,97 €	[33]
Κόστος Συστήματος Ελέγχου και Διαχείρισης Ενέργειας	1.645.749,98 €	[33]
Κόστος Διασωλήνωσης , Αδειοδότησης και εκκίνησης λειτουργίαςτης εγκατάστασης	4.937.249,95 €	[33]
Συνολικό Κόστος Επένδυσης	**41.192.193,26 €**	



Εικόνα 20 Καταμερισμός Κόστους Βασικού Σεναρίου- Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας

Πίνακας 4-19 Οικονομικά χαρακτηριστικά βασικού σεναρίου - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας

Δεδομένα Σεναρίου		
Ετήσιες εκροές εγκατάστασης		
Ετήσιο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την ηλεκτρόλυση	140.875,00 €	[35] (10€/MWh)
Ετήσιο Κόστος Φυσικού Αερίου	81.558.154,00 €	[30] (0,021€/KWh)
Ετήσιος φόρος εκπομπών CO_2	77.118.255,14 €	(*) (100€/ton_{CO2})
Συνολικό Κόστος λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης	1.401.522,74 €	[33, 34, 36]

Συνολικές Ετήσιες Εκροές Εγκατάστασης	**160.663.235,88 €**	
Ετήσιες εισροές εγκατάστασης		
Έσοδα από της πωλήσεις του παραγόμενου οξυγόνου	1.032.240,00 €	[37](150€/ton$_{O2}$)
Έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	127.048.320,00 €	[31] (120€/MWh)
Έσοδα από την πώληση ωφέλιμης θερμότητας	40.596.290,23 €	
Συνολικές Ετήσιες Εισροές Εγκατάστασης	**168.676.850,23 €**	

Ο αριθμός των ωρών όπου υπάρχει πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας για την ηλεκτρόλυση του νερού, υπολογίστηκε από την πλατφόρμα του Ευρωπαϊκού Δικτύου Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity) με μέσο κόστος 10€/MWh, που δίνει 2530 ώρες ηλεκτρόλυσης.

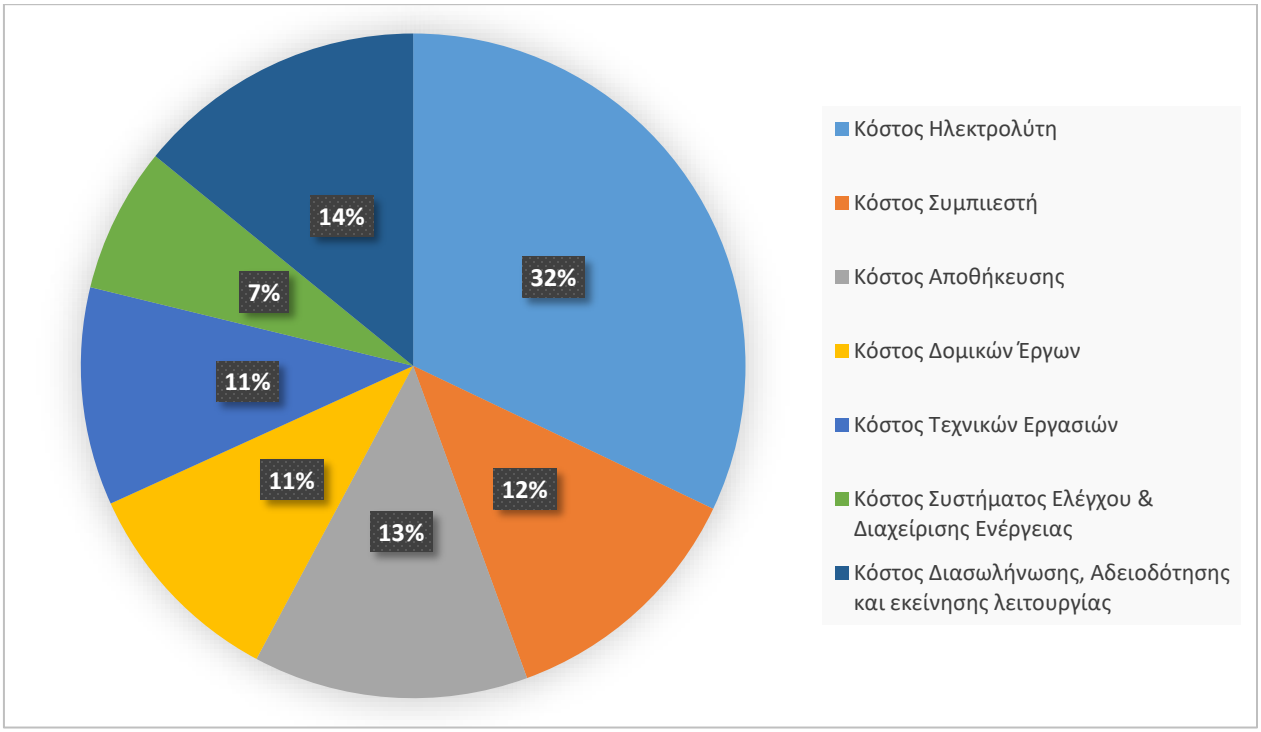
4.4.3 Σενάριο Διπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης

Σε αυτό το σενάριο μελετάται η εγκατάσταση του βασικού σεναρίου με τη διαφορά ότι η εγκατεστημένη ισχύς ηλεκτρόλυσης είναι διπλάσια από το αντίστοιχο σενάριο. Διπλάσια ισχύς στην εγκατάσταση θα επιτευχθεί με την εγκατάσταση δύο πανομοιότυπων ηλεκτρολυτών όπως ακριβώς αναφέρεται στο σενάριο αναφοράς. Στο παρόν σενάριο λόγω της αυξημένης παραγωγής υδρογόνου κρίθηκε αναγκαία η αύξηση της χωρητικότητας των δεξαμενών υδρογόνου θεωρήθηκε για να μην υπάρχει ποσότητα η οποία θα μείνει ανεκμετάλλευτη και επιλογή συμπιεστή υψηλότερης ισχύος Η μεταβολή αυτή έχει ως αποτέλεσμα την αλλαγή αρχικά σε τεχνικά μεγέθη της εγκατάστασης και κατ' επέκταση και σε οικονομικά μεγέθη. Παρακάτω παρουσιάζονται οι αντίστοιχοι πίνακες με το σενάριο αναφοράς.

Πίνακας 4-20 Ανάλυση κόστους επένδυσης Σεναρίου Διπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας

Κόστη		Αναφορές
Κόστος Ηλεκτρολύτη	33.950.000 €	[26] (970€/KW)
Κόστος Συμπιεστή Υδρογόνου	6.746.000,00 €	[33]
Κόστος Αποθήκευσης Υδρογόνου	10.621.749,60 €	[23] (490€/kgH_2)

Κόστος Δομικών Έργων	5.507.277 €	[33]
Κόστος Τεχνικών Εργασιών	6.158.129,95 €	[33]
Κόστος Συστήματος Ελέγχου και Διαχείρισης Ενέργειας	3.079.064,98 €	[33]
Κόστος Διασωλήνωσης , Αδειοδότησης και εκκίνησης λειτουργίας της εγκατάστασης	9.237.194,93 €	[33]
Συνολικό Κόστος Επένδυσης	**75.299.416,42 €**	



Εικόνα 21 Καταμερισμός Κόστους Σεναρίου Διπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας

Πίνακας 4-21 Οικονομικά χαρακτηριστικά Σεναρίου Διπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας

Δεδομένα Σεναρίου		
Ετήσιες εκροές εγκατάστασης		
Ετήσιο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την ηλεκτρόλυση	885.500,00 €	[35] (10€/MWh)
Ετήσιο Κόστος Φυσικού Αερίου	80.945.505,98 €	[30] (0,021€/KWh)
Ετήσιος φόρος εκπομπών CO2	76.540.074,66 €	(*) (100€/ton_{CO2})
Συνολικό Κόστος λειτουργίας και συντήρησηςτης εγκατάστασης	2.625.864,17 €	[33, 34, 36]
Συνολικές Ετήσιες Εκροές Εγκατάστασης	**161.032.771,40 €**	
Ετήσιες εισροές εγκατάστασης		
Έσοδα από της πωλήσεις του παραγόμενου οξυγόνου	2.064.480,00 €	[37](150€/ton_{O2})
Έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	127.048.320,00 €	[31] (120€/MWh)
Έσοδα από την πώληση της ωφέλιμης θερμότητας	40.596.290,23 €	
Συνολικές Ετήσιες Εισροές Εγκατάστασης	**169.709.090,20 €**	

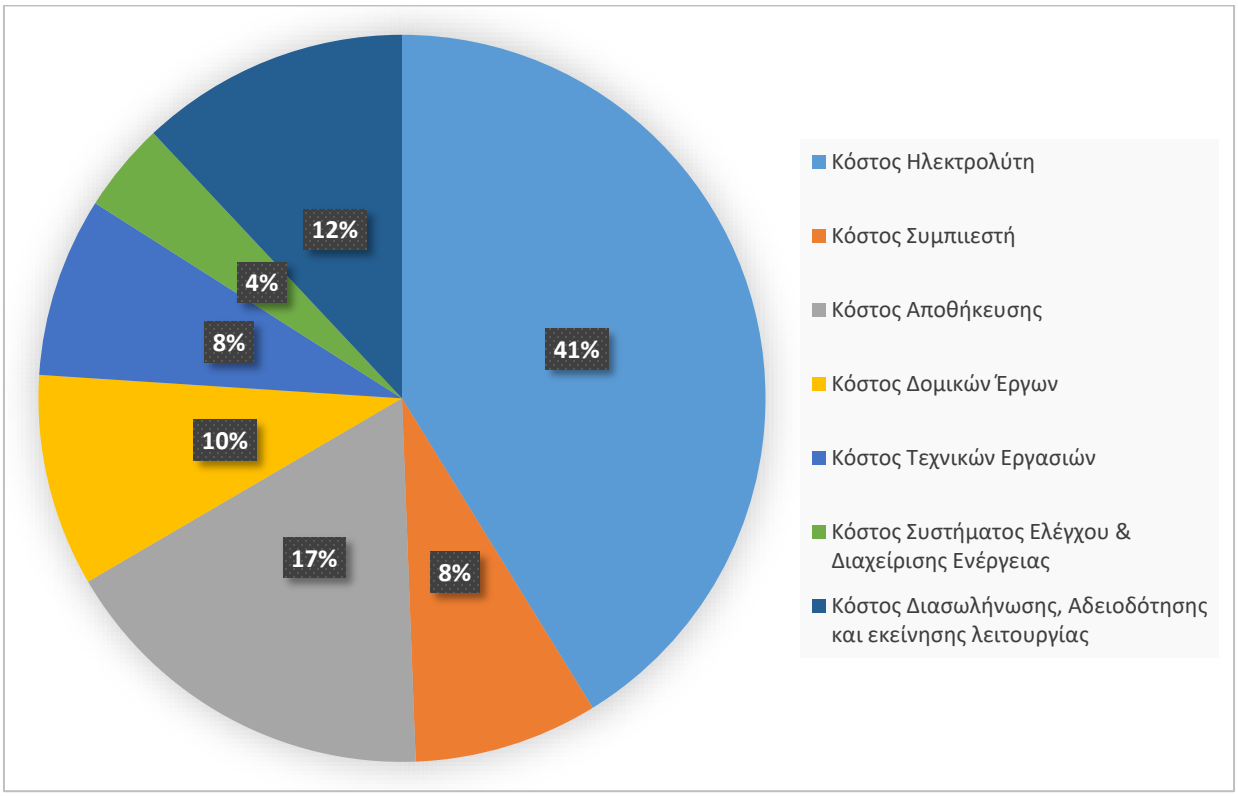
4.2.3 Σενάριο Τριπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης

Σε αυτό το σενάριο μελετάται η εγκατάσταση του σεναρίου αναφοράς με τη διαφορά ότι η εγκατεστημένη ισχύς ηλεκτρόλυσης είναι διπλάσια από το αντίστοιχο σενάριο. Διπλάσια ισχύς στην εγκατάσταση θα επιτευχθεί με την εγκατάσταση τριών πανομοιότυπων ηλεκτρολυτών όπως ακριβώς αναφέρεται στο βασικό σενάριο. Στο παρόν σενάριο λόγω της αυξημένης παραγωγής υδρογόνου κρίθηκε αναγκαία η αύξηση της χωρητικότητας των δεξαμενών υδρογόνου θεωρήθηκε για να μην υπάρχει ποσότητα η οποία θα μείνει ανεκμετάλλευτη και επιλογή συμπιεστή υψηλότερης ισχύος. Η μεταβολή αυτή έχει ως αποτέλεσμα την αλλαγή αρχικά σε τεχνικά μεγέθη της εγκατάστασης και κατ’

επέκταση και σε οικονομικά μεγέθη. Παρακάτω παρουσιάζονται οι αντίστοιχοι πίνακες με το σενάριο αναφοράς.

Πίνακας 4-22 Ανάλυση κόστους επένδυσης Σεναρίου Τριπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας

Κόστη		Αναφορές
Κόστος Ηλεκτρολύτη	50.925.000 €	[26] (970€/KW)
Κόστος Συμπιεστή Υδρογόνου	10.119.000,00 €	[33]
Κόστος Αποθήκευσης Υδρογόνου	14.162.332,80 €	[23] (490€/kgH_2)
Κόστος Δομικών Έργων	7.126.027 €	[33]
Κόστος Τεχνικών Εργασιών	9.024.759,94 €	[33]
Κόστος Συστήματος Ελέγχου και Διαχείρισης Ενέργειας	4.512.379,97 €	[33]
Κόστος Διασωλήνωσης , Αδειοδότησης και εκκίνησης λειτουργίαςτης εγκατάστασης	13.537.139,90 €	[33]
Συνολικό Κόστος Επένδυσης	**109.406.639,57 €**	



Εικόνα 22 Καταμερισμός Κόστους Σεναρίου Τριπλάσιας Ισχύος- Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας

Πίνακας 4-23 Οικονομικά Χαρακτηριστικά Σεναρίου Τριπλάσιας Εγκατεστημένης Ισχύος Ηλεκτρόλυσης - Εγκατάσταση Μεγάλης Κλίμακας

Δεδομένα Σεναρίου		
Ετήσιες εκροές εγκατάστασης		
Ετήσιο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για ηλεκτρόλυση	1.359.875,00 €	[35] (25,4€/MWh)
Ετήσιο Κόστος Φυσικού Αερίου	80.332.857,96 €	[30] (0,021€/KWh)
Ετήσιος Φόρος Εκπομπών CO_2	75.961.894,20 €	(*) (100€/ton_{CO2})
Συνολικό Κόστος λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης	3.850.205,60 €	[33, 34, 36]
Συνολικές Ετήσιες Εκροές Εγκατάστασης	**161.558.573,60€**	
Ετήσιες εισροές εγκατάστασης		
Έσοδα από της πωλήσεις του παραγόμενου οξυγόνου	3.096.720,00 €	[37](150€/ton_{O2})

Έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	127.048.320,00 €	[31] (120€/MWh)
Έσοδα από την πώληση της ωφέλιμης θερμότητας	40.596.290,23 €	
Συνολικές Ετήσιες Εισροές Εγκατάστασης	**170.741.330,20 €**	

4.4.3 Σενάριο Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη σε όλες τις ώρες με πλεόνασμα ενέργειας (4404 ώρες)

Σε αντίθεση με το βασικό σενάριο όπου επιλέγονται οι ώρες με μέσο κόστος 10€/MWh_{el} σε αυτό το σενάριο δεν υπάρχει η αναφερθείσα προϋπόθεση και έτσι ο ηλεκτρολύτης λειτουργεί όλες τις ώρες που υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας στο σύστημα. Η μεταβολή στις ώρες λειτουργίας οδηγεί σε αλλαγή του παραγόμενου υδρογόνου που επηρεάζει αντίστοιχα άμεσα και τα οικονομικά αποτελέσματα. Στο παρόν σενάριο λόγω της ετήσιας αύξησης στις ώρες λειτουργίας του ηλεκτρολύτη, κρίθηκε αναγκαία η αντικατάσταση του πριν το τέλος της μελέτης της επένδυσης. Ο αριθμός ωρών υπολογίστηκε από την πλατφόρμα του Ευρωπαϊκού Δικτύου Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity) και ο αριθμός των ωρών είναι 4404 με μέσο κόστος 25,44€/MWhel. Αναλυτικότερα παρουσιάζονται παρακάτω οι σχετικοί πίνακες με τα οικονομικά χαρακτηριστικά του σεναρίου

Πίνακας 4-24 Οικονομικά χαρακτηριστικά σεναρίου Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη σε όλες τις ώρες με πλεόνασμα ενέργειας - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας

Δεδομένα Σεναρίου		
Ετήσιες εκροές εγκατάστασης		
Ετήσιο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την ηλεκτρόλυση	1.992.285,80 €	[35] (25,44€/MWh)
Κόστος αντικατάστασης ηλεκτρολύτη (stack replacement)	8.225.000 €	(470€/KW)
Ετήσιο Κόστος Φυσικού Αερίου	81.104.358,58 €	1(0,021€/KWh)
Ετήσιος Φόρος εκπομπών CO_2	76.689.990,23 €	(*) (100€/ton_{CO2})

Συνολικό Κόστος λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης	1.401.522,74 €	[33, 34, 36]
Συνολικές Ετήσιες Εκροές Εγκατάστασης	**161.219.339,80 €**	
Ετήσιες εισροές εγκατάστασης		
Έσοδα από της πωλήσεις του παραγόμενου οξυγόνου	1.796.832,00 €	[37](150€/ton_{O2})
Έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	127.048.320,00 €	[31] (120€/MWh)
Έσοδα από την πώληση της ωφέλιμης θερμότητας	40.596.290,23 €	
Συνολικές Ετήσιες Εισροές Εγκατάστασης	**169.441.442,20 €**	

4.4.4 Σενάριο Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη στις ώρες με πλεόνασμα ενέργειας με μέση τιμή ρεύματος 5€/MWh (1610 ώρες)

Σε αντίθεση με το βασικό σενάριο όπου επιλέγονται οι ώρες με μέσο κόστος 10€/MWh_{el} σε αυτό το σενάριο στο παρόν ο ηλεκτρολύτης λειτουργεί τις ώρες που υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας στο σύστημα με μέσο κόστος 5€/MWhel. Ο αριθμός ωρών υπολογίστηκε από την πλατφόρμα του Ευρωπαϊκού Δικτύου Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity) και είναι ίσος με 1610 ώρες. Η μεταβολή στις ώρες λειτουργίας οδηγεί σε αλλαγή του παραγόμενου υδρογόνου που επηρεάζει αντίστοιχα άμεσα και τα οικονομικά αποτελέσματα. Αναλυτικότερα παρουσιάζονται παρακάτω οι σχετικοί πίνακες με τα οικονομικά χαρακτηριστικά του σεναρίου.

Πίνακας 4-25 Οικονομικά χαρακτηριστικά Σεναρίου Λειτουργίας Ηλεκτρολύτη στις ώρες με πλεόνασμα ενέργειας με μέση τιμή ρεύματος 5€/MWh - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας

Δεδομένα Σεναρίου		
Ετήσιες εκροές εγκατάστασης		
Ετήσιο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την ηλεκτρόλυση	172.500,00 €	[35] (5€/mwh)
Ετήσιο Κόστος Φυσικού Αερίου	81.780.935,08 €	[30] (0,021€/KW)
Ετήσιος φόρος εκπομπών CO_2	77.328.502,59 €	(*) (100€/ton_{CO2})

Συνολικό Κόστος λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης	1.401.522,74 €	[33, 34, 36]
Συνολικές Ετήσιες Εκροές Εγκατάστασης	**160.694.860,00 €**	
Ετήσιες εισροές εγκατάστασης		
Έσοδα από της πωλήσεις του παραγόμενου οξυγόνου	656.880,00 €	[37](150€/ton_{O2})
Έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	127.048.320,00 €	[31] (120€/MWh)
Έσοδα από την πώληση της ωφέλιμης θερμότητας	40.596.290,23 €	
Συνολικές Ετήσιες Εισροές Εγκατάστασης	**168.301.490,20 €**	

4.4.5 Μελλοντικό Σενάριο 2030

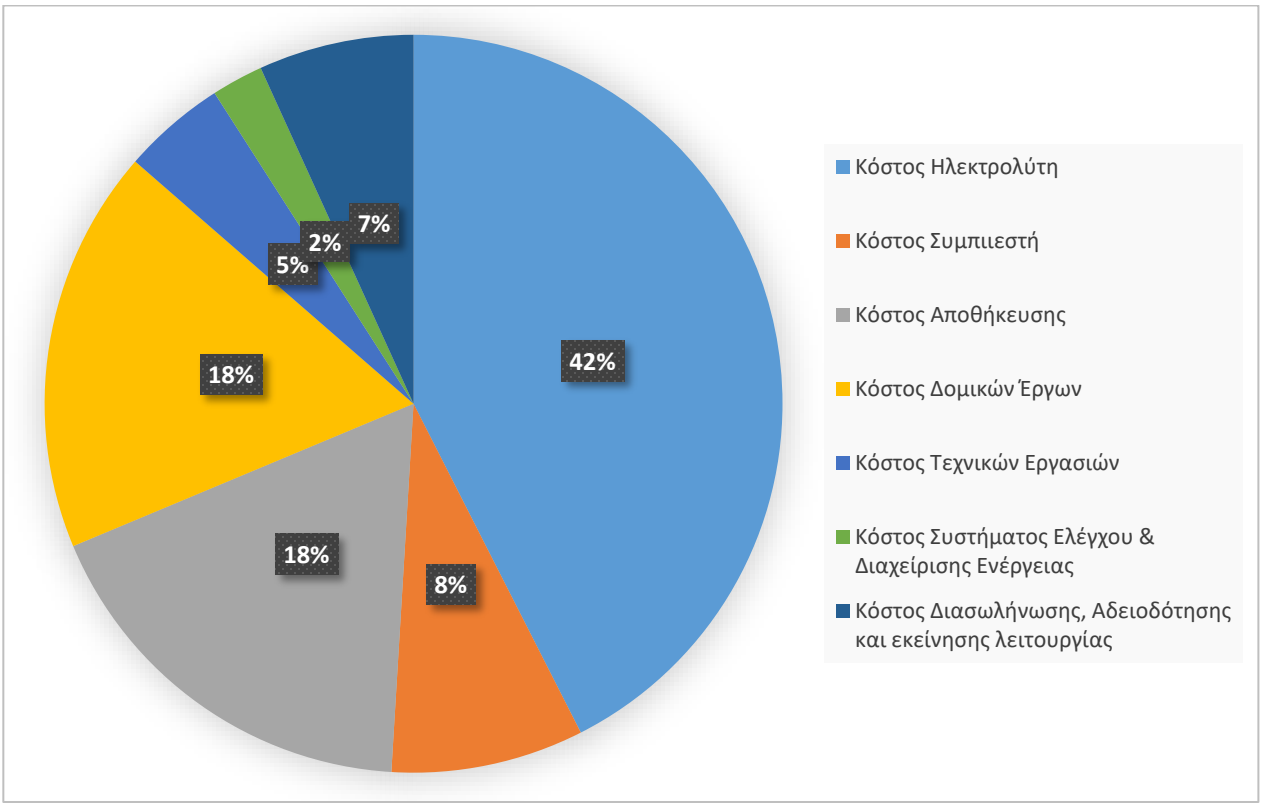
Για το μελλοντικό σενάριο της εγκατάστασης μεγάλης κλίμακας, θα γίνει αξιολόγηση πανομοιότυπης επένδυσης, αλλά στο έτος 2030. Ισχύουν όλες οι παράμετροι που αναφέρθηκαν λεπτομερώς στη παράγραφο με το μελλοντικό σενάριο όπως παρουσιάζονται και παρακάτω στον αντίστοιχο πίνακα

Πίνακας 4-26 Πίνακας παραδοχών μελλοντικού σεναρίου-Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας

Μεταβολές Μελλοντικού Σεναρίου Συγκριτικά με το Σενάριο Αναφοράς		
Ετήσιες ωρες λειτουργίας ηλεκτρολύτη	7000 (CF=80%)	
Μείωση Κόστους Επένδυσης	45%	[26]
Προνομιακό Τιμολόγιο για τις ώρες που παράγεται ηλεκτρική ενέργεια από καύση υδρογόνου	18,5c/KWh_{el}	[39]
Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ	25c/KWh_{el}	[35]

Πίνακας 4-27 Ανάλυση κόστους επένδυσης μελλοντικού σεναρίου 2030 - Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας

Κόστη		Αναφορές
Κόστος Ηλεκτρολύτη	9.336.250 €	[26] (530€/KW)
Κόστος Συμπιεστή Υδρογόνου	1.855.150,00 €	[26, 33]
Κόστος Αποθήκευσης Υδρογόνου	3.894.641,52 €	[26, 34]
Κόστος Δομικών Έργων	3.888.527 €	[26, 33]
Κόστος Τεχνικών Εργασιών	995.678,74 €	[26, 33]
Κόστος Συστήματος Ελέγχου και Διαχείρισης Ενέργειας	497.839,37 €	[26, 33]
Κόστος Διασωλήνωσης , Αδειοδότησης και εκκίνησης λειτουργίας της εγκατάστασης	1.493.518,11 €	[26, 33]
Συνολικό Κόστος Επένδυσης	**21.961.604,70 €**	



Εικόνα 23 Καταμερισμός Κόστους Μελλοντικού Σεναρίου- Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας

Πίνακας 4-28 Οικονομικά χαρακτηριστικά μελλοντικού σεναρίου – Εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας

Δεδομένα Δεύτερου Σεναρίου		
Ετήσιες εκροές εγκατάστασης		
Ετήσιο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την ηλεκτρόλυση	3.094.125,00 €	[35] (25€/MWh)
Ετήσιο Κόστος Φυσικού Αερίου	80.475.728,74 €	[30] (0,021€/KW)
Ετήσιος φόρος εκπομπών CO_2	76.096.726,78 €	(*) (100€/tonCO2)
Συνολικό Κόστος λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης	743.073,44 €	[33, 34, 36]
Κόστος Αντικατάστασης Ηλεκτρολύτη	4.523.750 €	**
Συνολικές Ετήσιες Εκροές Εγκατάστασης	**160.459.217,10€**	
Ετήσιες εισροές εγκατάστασης		
Έσοδα από της πωλήσεις του παραγόμενου οξυγόνου	2.856.000,00 €	[37](150€/ton_{O2})
Έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	132.103.837,26 €	[31] (124,78€/MWh)
Έσοδα από την πώληση θερμικής ενέργειας	40.596.290,23€	
Συνολικές Ετήσιες Εισροές Εγκατάστασης	**175.556.127,50 €**	

4.5 Αποτελέσματα και συμπεράσματα από την οικονομική ανάλυση των σεναρίων

Τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά που παρουσιάστηκαν στο κάθε σενάριο μας βοηθούν στον υπολογισμό των απαραίτητων δεικτών που αναφέρθηκαν στο τρίτο κεφάλαιο. Οι τιμές των δεικτών αυτό παρουσιάζεται παρακάτω

Πίνακας 4-29 Πίνακας αποτελεσμάτων τεχνοοικονομικής ανάλυσης εγκατάστασης μεγάλης κλίμακας

	NPV	PBP	LCOH(/KG)	LCOE(/MWh)
Υπάρχουσα Κατάσταση	74.766.042,07 €	-	-	120,57 €
Βασικό Σενάριο	37.995.938,99 €	3,12 έτη	6,05 €	123,40 €
Σενάριο Διπλάσιας Ισχύος Ηλεκτρόλυσης	10.481.907,49 €	14,12 έτη	5,61 €	125,52 €
Σενάριο Τριπλάσιας Ισχύος Ηλεκτρόλυσης	-17.032.124,01 €	-	5,47 €	127,64 €
Σενάριο 1610 ωρών ηλεκτρόλυσης	31.869.166,05 €	5,61 έτη	8,96 €	123,87 €
Σενάριο 4404 ωρών ηλεκτρόλυσης	36.108.316,04 €	5,83 έτη	4,67 €	123,55 €
Μελλοντικό Σενάριο	140.032.696,67 €	3,55 έτη	2,53€	120,31 €

Την υψηλότερα αλγεβρικά τιμή της ΚΠΑ τη δίνει όπως και στην πιλοτική εγκατάσταση το βασικό σενάριο, ενώ το σενάριο αναφοράς ακολουθεί με μεγάλη διαφορά. Σε μεγάλης κλίμακας ηλεκτροπαραγωγή η ενσωμάτωση της παραγωγής υδρογόνου για τη μετέπειτα καύση του ως καύσιμο βρίσκεται σε πολύ πρώιμο στάδιο για εγκαταστάσεις υψηλής ισχύος και θα χρειαστεί να γίνουν πολλές τροποποιήσεις ώστε να γίνει η συγκεκριμένη τεχνολογία ανταγωνιστική. Στο επόμενο κεφάλαιο όπου θα διενεργηθεί ανάλυση ευαισθησίας σε βασικές παραμέτρους έτσι ώστε να παρατηρηθεί με τη μεταβολή ποιων παραμέτρων μπορεί να γίνει η συγκεκριμένη τεχνολογία ανταγωνιστική.

4.6 Ανάλυση Ευαισθησίας-Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο έχει διενεργηθεί ανάλυση ευαισθησίας με μερικές βασικές τιμές των σεναρίων για να αποτυπωθεί καλύτερα το πόσο επηρεάζεται το τελικό αποτέλεσμα από τις τιμές των μεταβλητών του σεναρίου. Από τη μεταβολή ορισμένων τιμών του βασικού σεναρίου και του σεναρίου αναφοράς μπορεί να βγει το συμπέρασμα αν και με ποιο τρόπο η τεχνολογία του υδρογόνου να μπορεί να είναι ανταγωνιστική σε σχέση με τις υπάρχουσες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής. Θα υπολογιστούν οι τιμές των δεικτών που αναφέρθηκαν και στο προηγούμενο κεφάλαιο και στη συνέχεια θα γίνει μια αξιολόγηση των αποτελεσμάτων και των συμπερασμάτων που βγήκαν κατά τη διενέργεια της ανάλυσης. Πιο συγκεκριμένα επιλέχθηκε να γίνει ανάλυση ευαισθησίας στις παρακάτω τιμές

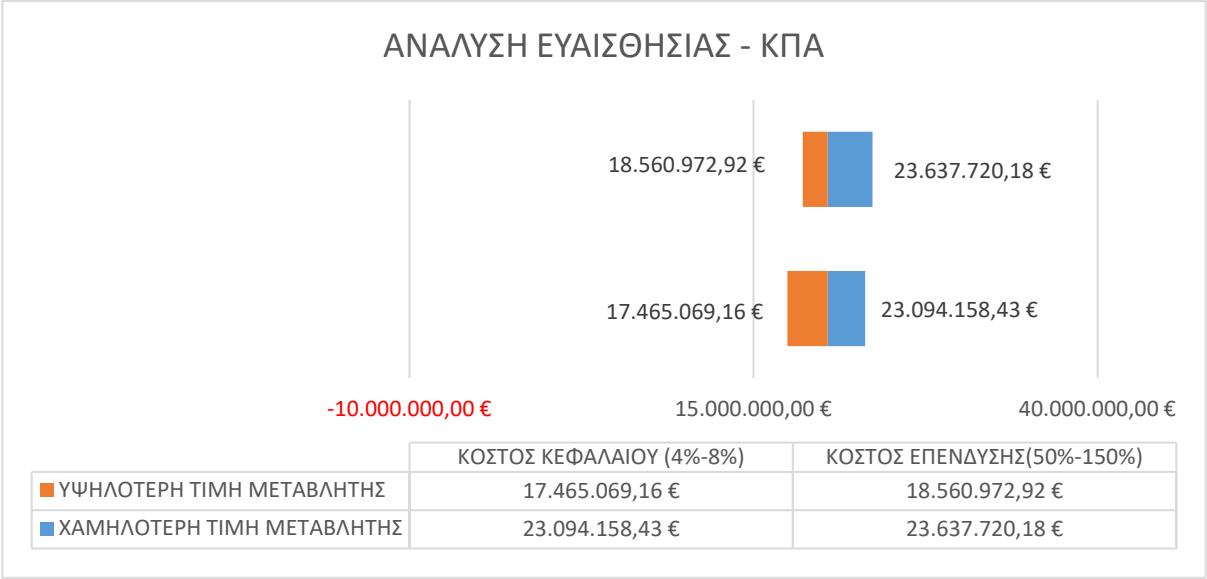
- Κόστος κεφαλαίου : καθώς το συγκεκριμένο ποσοστό μεταβάλλεται διαρκώς και είναι πολύ σημαντικό για την ορθότητα των αποτελεσμάτων κρίθηκε απαραίτητο να συμπεριληφθεί στην ανάλυση ευαισθησίας

- Κόστος εγκατάστασης : καθώς σε αυτό το στάδιο το κόστος της συγκεκριμένης τεχνολογίας είναι ιδιαίτερα υψηλό και δε μπορεί να ανταγωνιστεί εκείνο των ορυκτών καυσίμων, διενεργήθηκε ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος της εγκατάστασης

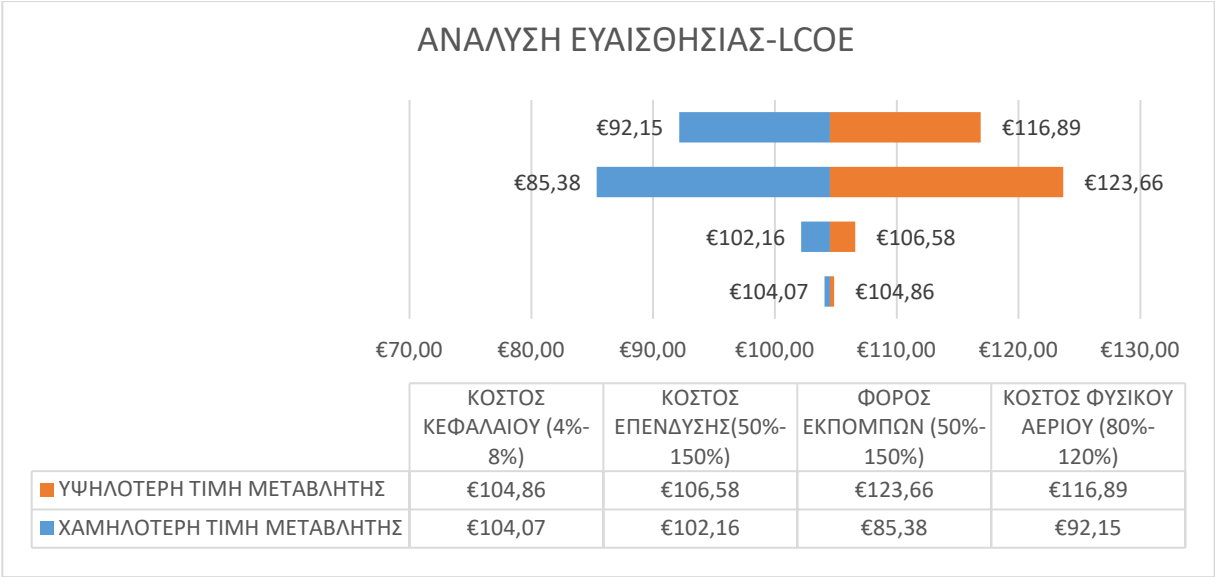
- Τιμή Φυσικού αερίου : Μια απαραίτητη μεταβλητή η οποία κρίνεται απαραίτητη η ανάλυση ευαισθησίας είναι η τιμή του φυσικού αερίου καθώς επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό τα οικονομικά αποτελέσματα και γενικότερα χαρακτηρίζεται από μεγάλη μεταβλητότητα

- Φόρος εκπομπών CO2 : Ο συγκεκριμένος φόρος αποτελεί πολιτική της ΕΕ έτσι ώστε να περιορίσουν οι βιομηχανίες την καύση ορυκτών καυσίμων και να υιοθετήσουν πιο πράσινες μεθόδους παραγωγής ενέργειας. Όπως παρατηρήθηκε και στα αποτελέσματα ωστόσο, ο συγκεκριμένος φόρος δεν επηρέασε αρκετά τα τελικά αποτελέσματα έτσι ώστε να είναι πιο συμφέρουσα η τεχνολογία του υδρογόνου

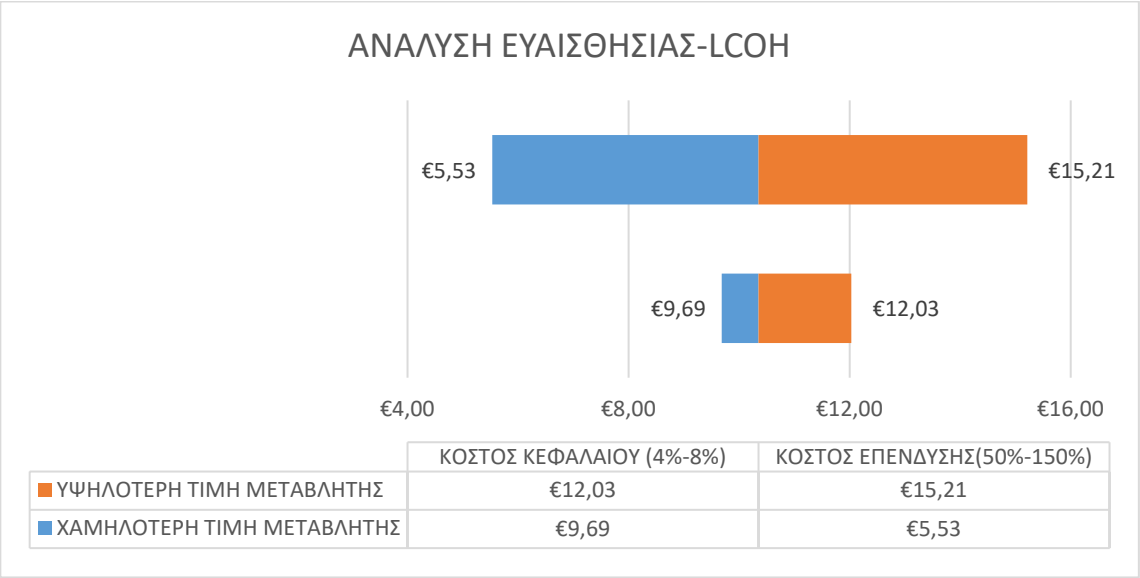
4.7 Ανάλυση Ευαισθησίας Πιλοτικής Εγκατάστασης



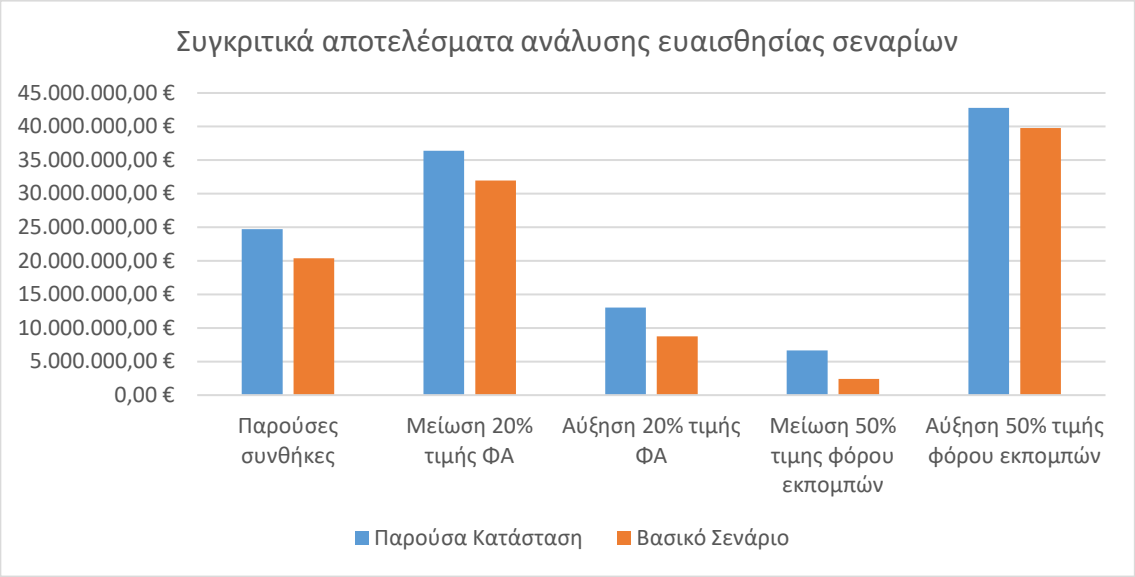
Εικόνα 24 Ανάλυση Ευαισθησίας ΚΠΑ – Πιλοτικής Εγκατάστασης



Εικόνα 25 Ανάλυση Ευαισθησίας LCOE - Πιλοτικής Εγκατάστασης

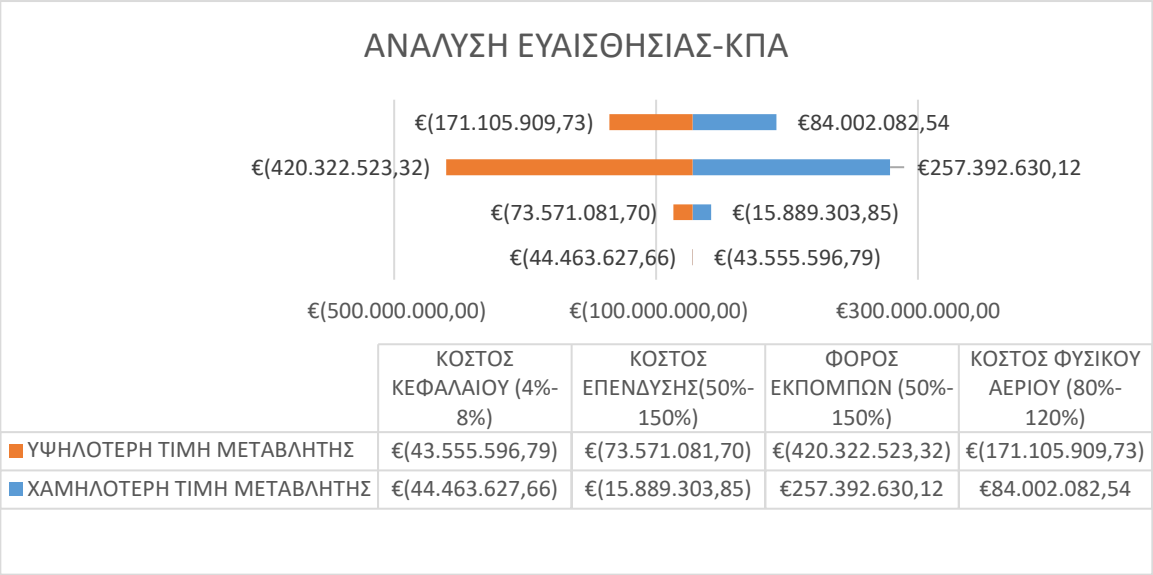


Εικόνα 26 Ανάλυση Ευαισθησίας LCOH – Πιλοτικής Εγκατάστασης



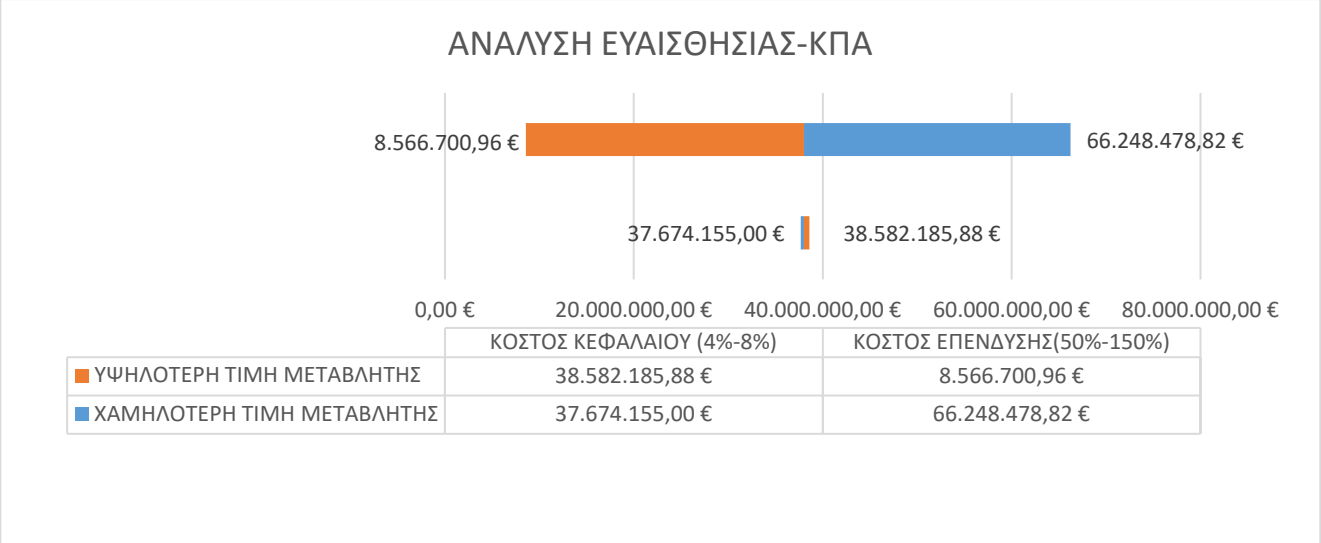
Εικόνα 27 Συγκριτικός Πίνακας Σεναρίων

4.8 Ανάλυση Ευαισθησίας Εγκατάστασης Μεγάλης Κλίμακας



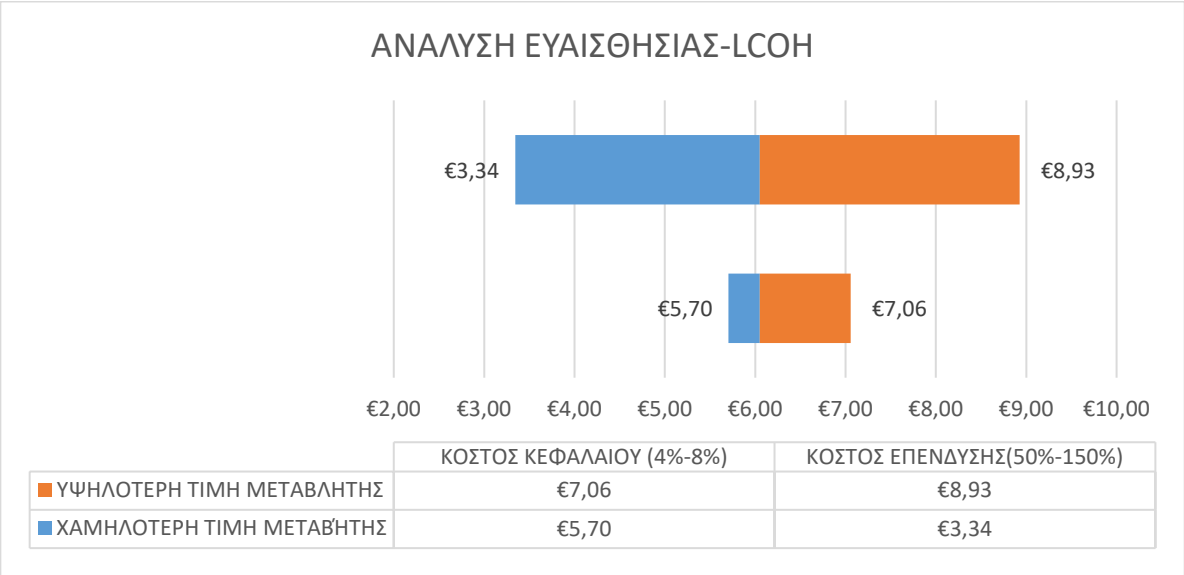
	ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ (4%-8%)	ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ(50%-150%)	ΦΟΡΟΣ ΕΚΠΟΜΠΩΝ (50%-150%)	ΚΟΣΤΟΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ (80%-120%)
ΥΨΗΛΟΤΕΡΗ ΤΙΜΗ ΜΕΤΑΒΛΗΤΗΣ	€(43.555.596,79)	€(73.571.081,70)	€(420.322.523,32)	€(171.105.909,73)
ΧΑΜΗΛΟΤΕΡΗ ΤΙΜΗ ΜΕΤΑΒΛΗΤΗΣ	€(44.463.627,66)	€(15.889.303,85)	€257.392.630,12	€84.002.082,54

Εικόνα 28 Ανάλυση Ευαισθησίας ΚΠΑ – Εγκατάσταση Μεγάλης Κλίμακας

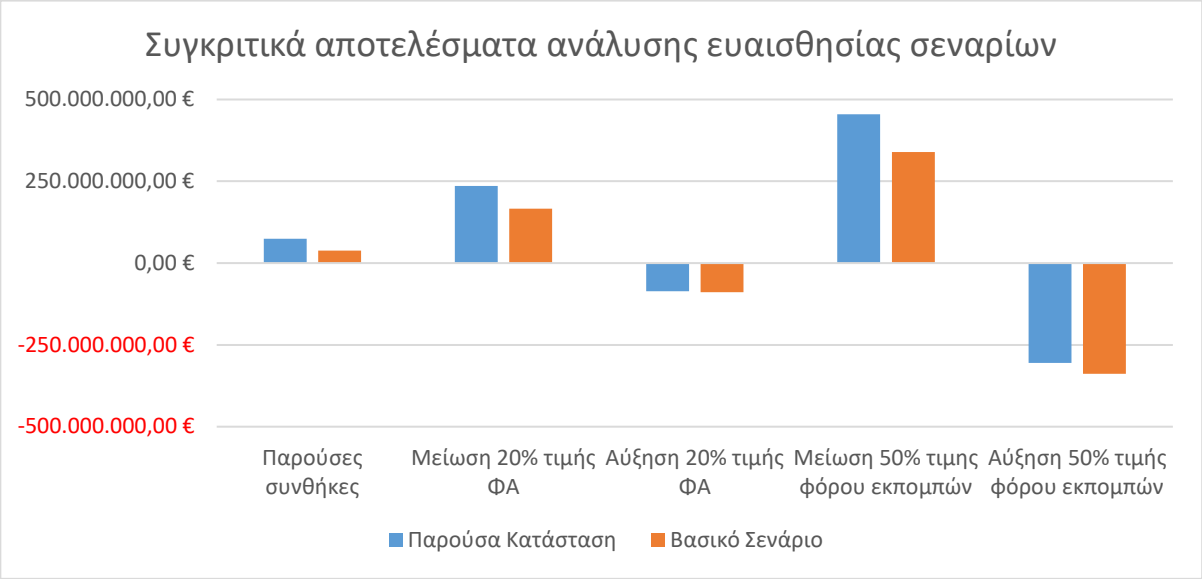


	ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ (4%-8%)	ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ(50%-150%)
ΥΨΗΛΟΤΕΡΗ ΤΙΜΗ ΜΕΤΑΒΛΗΤΗΣ	38.582.185,88 €	8.566.700,96 €
ΧΑΜΗΛΟΤΕΡΗ ΤΙΜΗ ΜΕΤΑΒΛΗΤΗΣ	37.674.155,00 €	66.248.478,82 €

Εικόνα 29 Ανάλυση Ευαισθησίας LCOE – Εγκατάσταση Μεγάλης Κλίμακας



Εικόνα 30 Ανάλυση Ευαισθησίας LCOH – Εγκατάσταση Μεγάλης Κλίμακας



Εικόνα 31 Συγκριτικός Πινακας Σεναρίων

4.9 Αποτίμηση συμπερασμάτων από την ανάλυση ευαισθησίας και των δύο εγκαταστάσεων

Η πρώτη και πολύ βασική παρατήρηση που γίνεται από τους πίνακες αποτελεσμάτων όλων των σεναρίων είναι ότι η υιοθέτηση της συγκεκριμένης τεχνολογίας(υδρογόνο) δεν μπορεί να επιλεχθεί σε σχέση με την υπάρχουσα κατάσταση (ορυκτά καύσιμα). Παρατηρούμε επίσης κατά την αύξηση στον

αριθμό των ηλεκτρολυτών, ενώ παρατηρείται μείωση στο LCOH παρατηρείται αντίστοιχα και μείωση στην τιμή της ΚΠΑ. Αντίστοιχο φαινόμενο υπάρχει και με την αύξηση των ωρών λειτουργίας του ηλεκτρολύτη όπου ενώ υπάρχει μείωση στο LCOH παρατηρείται μείωση και στη τιμή της ΚΠΑ. Το φαινόμενο αυτό εξηγείται με το γεγονός ότι τόσο η αύξηση στις ώρες λειτουργίας όσο και στον αριθμό των ηλεκτρολυτών οδηγεί αρχικά στην αύξηση του παραγόμενου υδρογόνου αλλά και στην αύξηση του αντίστοιχου κόστους εγκατάστασης. Επίσης τα αποτελέσματα του δείκτη LCOH σε σχέση με τις αντίστοιχες τιμές της βιβλιογραφίας είναι αρκετά υψηλότερες για PEM ηλεκτρόλυση αλλά αυτό συμβαίνει αρχικά επειδή στο συγκεκριμένο έργο ο ηλεκτρολύτης λειτουργεί μόνο τις ώρες που υπάρχει πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας και συγκεκριμένα από ΑΠΕ που αντιστοιχεί σε ένα CF 25-50% ενώ στη βιβλιογραφία δεν συναντώνται τόσο χαμηλές του CF.

Όπως είναι και αναμενόμενο για μια εγκατάσταση ηλεκτροπαραγωγής η τιμή του φυσικού αερίου αλλά και ο φόρος εκπομπών έχουν μεγάλη επίδραση στη τιμή του δείκτη ΚΠΑ, γεγονός που γίνεται ιδιαίτερα αντιληπτό με τις μεταβολές των αντίστοιχων τιμών. Γίνεται επίσης αντιληπτό ότι στο σε μείωση του κόστους επένδυσης κατά 50% η τεχνολογία υδρογόνου παρουσιάζει ανταγωνιστική τιμή ΚΠΑ σε σχέση με το βασικό σενάριο για την πιλοτική εγκατάσταση. Το γεγονός αυτό υποδεικνύει ενδεικτικά τρόπους με τους οποίους θα μπορούσε η χρήση της συγκεκριμένης τεχνολογίας στην ηλεκτροπαραγωγή. Θα μπορούσε η Ευρωπαϊκή Ένωση να χρηματοδοτήσει μέχρι ένα ποσοστό την εγκατάσταση τέτοιας τεχνολογίας στην Ευρώπη στη προσπάθεια που γίνεται για τη μετάβαση από τα ορυκτά καύσιμα. Ενδεικτικά στο κοντινό μέλλον όπου αναμένεται να ωριμάσει στην αγορά η συγκεκριμένη τεχνολογία και σε συνδυασμό με τη χρηματοδότηση μέχρι ένα ποσοστό από την Ευρωπαϊκή Ένωση η τεχνολογία του υδρογόνου θα μπορεί να ανταγωνιστεί τις υφιστάμενες τεχνολογίες για ηλεκτροπαραγωγή. Επίσης όπως φαίνεται στο παρακάτω πίνακα από διάφορες τιμές του δείκτη LCOH από άλλες μελέτες παρατηρούμε ότι παρά τις διαφορές που επισημάνθηκαν και σε προηγούμενο κεφάλαιο, η πτώση του κόστους εγκατάστασης και η χρηματοδότηση τέτοιων έργων θα οδηγήσουν σε σημαντική μείωση του συγκεκριμένου δείκτη. Βέβαια για την εγκατάσταση μεγαλύτερης κλίμακας στην Ελλάδα και με χαμηλότερο κόστος εγκατάστασης η τιμή της ΚΠΑ όχι μόνο παραμένει αρνητική αλλά εξακολουθεί να υπολείπεται σε σχέση με το βασικό σενάριο. Η παρατήρηση αυτή μπορεί να μας οδηγήσει στο συμπέρασμα πως παρά το γεγονός ότι στο κοντινό μέλλον η τεχνολογία αυτή είναι ανταγωνιστική για μικρής κλίμακας ηλεκτροπαραγωγή, σε μεγάλη κλίμακα θα χρειαστούν αρκετά περισσότερα χρόνια για να μπορεί να ενσωματωθεί σε εγκαταστάσεις μεγαλύτερης κλίμακας (δεκάδων-εκατοντάδων MW)

Άξιο αναφοράς είναι ακόμα το γεγονός πως οι χαμηλότερες τιμές του δείκτη LCOH για την εγκατάσταση στην Ελλάδα σε σχέση με εκείνη της Γαλλίας δεν συνδυάζονται με αντίστοιχα υψηλότερες τιμές του δείκτη ΚΠΑ. Όπως γίνεται εύκολα αντιληπτό δηλαδή κατά τη μελέτη μιας επένδυσης θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψιν διάφοροι οικονομικοί δείκτες για την καλύτερη ανάλυση όλων των παραμέτρων που αποτελούν την επένδυση.

5. Συμπεράσματα

5.1 Συζήτηση αποτελεσμάτων

Στα σενάρια αναφοράς που μελετήθηκαν παρατηρήθηκε πως και στις δύο εγκαταστάσεις το ποσοστό της ετήσιας παραγωγής ενέργειας σε σχέση με την συνολική παραγόμενη ενέργεια είναι ιδιαίτερα χαμηλό για να επηρεάσει της ετήσιες εισροές της κάθε εγκατάστασης (0,54% για Γαλλία και 0,93% για Ελλάδα).

Στα σενάρια όπου αυξανόταν ο αριθμός των ηλεκτρολυτών η χαμηλότερη τιμή της ΚΠΑ σε σχέση με το σενάριο αναφοράς είναι κάτι το αναμενόμενο και μπορεί να εξηγηθεί με το στάδιο που βρίσκεται η συγκεκριμένη τεχνολογία στην αγορά. Έτσι η αύξηση του ήδη υψηλού κόστους επένδυσης θα οδηγήσει σε αναπόφευκτη μείωση της ΚΠΑ.

Στα σενάρια όπου μεταβαλλόταν ο αριθμός των ωρών λειτουργίας η τιμή της ΚΠΑ δεν ήταν τόσο αναμενόμενη. Στο σενάριο όπου γινόταν ετήσια λειτουργία του ηλεκτρολύτη σε όλες τις ώρες όπου υπήρχε πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο, παρά το γεγονός ότι υπήρχε αυξημένο ποσοστό παραγωγής ενέργειας από υδρογόνο, υπήρξε όχι μόνο αυξημένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και η ανάγκη για αντικατάσταση του καθώς έφτανε τη διάρκεια ζωής του πριν το τελευταίο χρόνο οικονομικής αξιολόγησης. Εδώ πρέπει να τονιστεί ότι σε όλα τα υπόλοιπα σενάρια πλην του μελλοντικού δεν είχε γίνει αντικατάσταση του ηλεκτρολύτη καθώς ο αριθμός των ωρών λειτουργίας ήταν χαμηλός.

Στα μελλοντικά σενάρια του 2030 με την αντίστοιχη βοήθεια από προβλέψεις (Κόστος επένδυσης) και με πιθανές παραδοχές που έγιναν (ώρες λειτουργίας και FiT) παρατηρήθηκε υψηλότερη τιμή της ΚΠΑ όχι μόνο από τα αντίστοιχα σενάρια αναφοράς αλλά και από τα αντίστοιχα βασικά σενάρια. Το γεγονός αυτό οφείλεται σε παράγοντες όπως η μείωση του κόστους επένδυσης αλλά και η προνομιακή τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τη καύση υδρογόνου. Κάτι άλλο που παρατηρείτε στα μελλοντικά σενάρια είναι πως η αύξηση στη τιμή της ΚΠΑ ανάμεσα στο σενάριο αναφοράς και το μελλοντικό σενάριο για την Ελλάδα σε σχέση με της Γαλλίας είναι πιο ραγδαία. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι το ποσοστό παραγόμενης ενέργειας από υδρογόνο σε σχέση με τη συνολική είναι υψηλότερο στην εγκατάσταση της Ελλάδας, ενώ επίσης στην Ελλάδα η εγκατάσταση είναι πολύ μεγαλύτερης ισχύος.

Κατά τη σύγκριση των δύο εγκαταστάσεων όπως παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο των αποτελεσμάτων, παρά το αναμφισβήτητο περιβαλλοντικό συμφέρον που υπάρχει για την υιοθέτηση τέτοιων τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας, από οικονομικής άποψης η συγκεκριμένη τεχνολογία δεν μπορεί προς το παρόν να ανταγωνιστεί τα ορυκτά καύσιμα. Όμως σε ορίζοντα δεκαετίας αναμένεται να αποτελεί μια τεχνολογία οικονομικά ανταγωνιστική και να ενσωματωθεί σε περισσότερες εγκαταστάσεις, βοηθώντας έτσι στην επίτευξη των στόχων που έχουν τεθεί από την Ευρωπαϊκή Ένωση.

5.2 Προτάσεις για μελλοντική έρευνα

Μια πολύ βασική παράμετρος για την ποιότητα των αποτελεσμάτων είναι η αξιοπιστία και εγκυρότητα των δεδομένων που χρησιμοποιήθηκαν κατά τη μελέτη. Επεξηγηματικά, ο υπολογισμός για το βασικό εξοπλισμό των εγκαταστάσεων (ηλεκτρολύτη, συμπιεστή και αποθήκευση) και στη συνέχεια έγινε καταμερισμός του κόστους για τον υπόλοιπο απαραίτητο εξοπλισμό της εγκατάστασης και δεν έγινε λεπτομερής υπολογισμός καθώς δεν υπήρχε στη βιβλιογραφία αντίστοιχη τεχνοοικονομική ανάλυση για τέτοια εγκατάσταση. Μία άλλη βασική παράμετρος που μπορεί να αλλάξει σημαντικά τα αποτελέσματα είναι ένα νέο νομοσχέδιο το οποίο συνυπολογίζει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδρογόνο. Σε πολλές χώρες της Ευρώπης δεν υπάρχουν δεδομένα του δικτύου για τον υπολογισμό των ωρών που υπάρχει πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπρόσθετα δεν έχει συμπεριληφθεί στους υπολογισμούς λόγω έλλειψης δεδομένων και η θερμότητα που παράγεται από την εγκατάσταση. Όλα τα προαναφερθέντα είναι ικανά να βελτιώσουν αισθητά την ποιότητα των αποτελεσμάτων μιας τεχνοοικονομικής ανάλυσης.

Ένα φαινόμενο το οποίο συμβαίνει κατά τη λειτουργία του ηλεκτρολύτη είναι μαζί με την παραγωγή του υδρογόνου, παράγονται και ποσά θερμότητας. Η θερμότητα αυτή απελευθερώνεται στο περιβάλλον μέσω του υποσυστήματος ψύξης του ηλεκτρολύτη. Στο μέλλον που θα γίνεται μεγαλύτερης κλίμακας ηλεκτρόλυση, τα ποσά αυτά θα είναι σημαντικά και θα είχε ιδιαίτερο ενδιαφέρον, όχι μόνο από τεχνοοικονομικής σκοπιάς, η μελέτη για τρόπους αξιοποίησης τους.

6. Κατάλογος Αναφορών

Referances

1. SIEMENS. 2021; Available from: https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/gas-turbines/sgt-400.html.
2. Roser, H.R.a.M., *Energy.* Our World in Data, 2020.
3. HOWDEN. 2021 [cited 12/09/21 12/09/21]; Available from: https://www.howden.com/en-us/applications/compressors-for-hydrogen-fuel-cell.
4. Μακεδονίας, Τ.Ε.Ε.-Τ.Κ., *Υπάρχουσες τεχνολογίες και τελικές χρήσεις του "καυσίμου του μέλλοντος" - Η2.* 2010.
5. Caparrós Mancera, J.J., et al., *An Optimized Balance of Plant for a Medium-Size PEM Electrolyzer: Design, Control and Physical Implementation.* Electronics, 2020. **9**(5): p. 871.
6. Gondal, I.A., S.A. Masood, and R. Khan, *Green hydrogen production potential for developing a hydrogen economy in Pakistan.* International Journal of Hydrogen Energy, 2018. **43**(12): p. 6011-6039.
7. Shiva Kumar, S. and V. Himabindu, *Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review.* Materials Science for Energy Technologies, 2019. **2**(3): p. 442-454.
8. UNION, E., *Climate Action & Green Deal.*
9. Jovan, D.J. and G. Dolanc, *Can green hydrogen production be economically viable under current market conditions.* Energies, 2020. **13**(24): p. 6599.
10. Kakoulaki, G., et al., *Green hydrogen in Europe–A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables.* Energy Conversion and Management, 2021. **228**: p. 113649.
11. Benalcazar, P. and A. Komorowska, *Prospects of green hydrogen in Poland: A techno-economic analysis using a Monte Carlo approach.* International Journal of Hydrogen Energy, 2022. **47**(9): p. 5779-5796.
12. van Renssen, S., *The hydrogen solution?* Nature Climate Change, 2020. **10**(9): p. 799-801.
13. Nationalgrid, *https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/hydrogen-colour-spectrum*.
14. Abdul Qyyum, M., et al., *Availability, versatility, and viability of feedstocks for hydrogen production: Product space perspective.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021. **145**: p. 110843.
15. Brauns, J. and T. Turek, *Alkaline Water Electrolysis Powered by Renewable Energy: A Review.* Processes, 2020. **8**(2): p. 248.
16. Taibi, E., et al., *Green Hydrogen Cost Reduction.* 2020.
17. Knibbe, R., et al., *Solid Oxide Electrolysis Cells: Degradation at High Current Densities.* Journal of The Electrochemical Society, 2010. **157**(8): p. B1209.
18. Ozturk, M. and I. Dincer, *A comprehensive review on power-to-gas with hydrogen options for cleaner applications.* International Journal of Hydrogen Energy, 2021. **46**(62): p. 31511-31522.
19. Gabriel, K.S., R.S. El-Emam, and C. Zamfirescu, *Technoeconomics of large-scale clean hydrogen production – A review.* International Journal of Hydrogen Energy, 2021.

20. Abe, J.O., et al., *Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation.* International Journal of Hydrogen Energy, 2019. **44**(29): p. 15072-15086.
21. Maroufmashat, A. and M. Fowler, *Transition of Future Energy System Infrastructure; through Power-to-Gas Pathways.* Energies, 2017. **10**(8): p. 1089.
22. Hauch, A., et al., *Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis.* Science, 2020. **370**(6513): p. eaba6118.
23. Schmidt, O., et al., *Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study.* International Journal of Hydrogen Energy, 2017. **42**(52): p. 30470-30492.
24. Lehner, M., et al., *Power-to-gas: technology and business models*. 2014: Springer.
25. Parra, D., et al., *A review on the role, cost and value of hydrogen energy systems for deep decarbonisation.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019. **101**: p. 279-294.
26. Zauner A, B.H., Rosenfeld D, Tichler R., *D7.7 – analysis on future technology*

options and on technoeconomic optimization. EU Horizon 2020 Project STORE&GO. 2019.
27. Solyanik, A. *Analysis of cost efficiency of hydrogen production via electrolysis: the Russian case study*. in *E3S Web of Conferences*. 2021. EDP Sciences.
28. Ayers, K., et al., *PEM Electrolysis, a Forerunner for Clean Hydrogen.* The Electrochemical Society Interface, 2021. **30**(4): p. 67.
29. Röben, F.T.C., et al., *Decarbonizing copper production by power-to-hydrogen: A techno-economic analysis.* Journal of Cleaner Production, 2021. **306**: p. 127191.
30. Statista, *Industry natural gas prices for a consumption of 100,000 to 1,000,000 GJ in the European Union in 2020, by country*. 2020.
31. Petkov, I. and P. Gabrielli, *Power-to-hydrogen as seasonal energy storage: an uncertainty analysis for optimal design of low-carbon multi-energy systems.* Applied Energy, 2020. **274**: p. 115197.
32. SIEMENS, *Overview of the PEM Silyzer Family*. 2020.
33. TRACTEBEL , E., Hinicio *Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications.* 2017.
34. Gorre, J., et al., *Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation.* Applied Energy, 2020. **257**: p. 113967.
35. ENTSOE.
36. Van Leeuwen C , Z.A., *D8.3 Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU EU Horizon 2020 Project STORE&GO.* 2018.
37. Bellotti, D., M. Rivarolo, and L. Magistri, *Economic feasibility of methanol synthesis as a method for CO2 reduction and energy storage.* Energy Procedia, 2019. **158**: p. 4721-4728.
38. Matute, G., J.M. Yusta, and L.C. Correas, *Techno-economic modelling of water electrolysers in the range of several MW to provide grid services while generating*

hydrogen for different applications: A case study in Spain applied to mobility with FCEVs. International Journal of Hydrogen Energy, 2019. **44**(33): p. 17431-17442.

39. ENERGY, L.S.O.R. 2019 2019 2021]; Feed-in tariff (Tarif d´achat)]. Available from: http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-tarif-dachat/lastp/131/.