



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ  
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ  
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

# Ανάλυση της Ευρωπαϊκής Πολιτικής Ανάπτυξης των Υποδομών και της Αγοράς Υδρογόνου

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

της

**ΗΛΕΚΤΡΑΣ – ΕΙΡΗΝΗΣ ΧΡΙΣΤΟΠΟΥΛΟΥ**

**Επιβλέπων :** κ. Κορρές Γεώργιος  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούνιος 2022





ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ  
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ  
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

# Ανάλυση της Ευρωπαϊκής Πολιτικής Ανάπτυξης των Υποδομών και της Αγοράς Υδρογόνου

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

της

**ΗΛΕΚΤΡΑΣ – ΕΙΡΗΝΗΣ ΧΡΙΣΤΟΠΟΥΛΟΥ**

Επιβλέπων : **κ. Κορρές Γεώργιος**  
**Καθηγητής Ε.Μ.Π.**

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 12<sup>η</sup> Ιουλίου 2022.

(Υπογραφή)

.....  
Κορρές Γεώργιος  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

(Υπογραφή)

.....  
Παπαθανασίου Σταύρος  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

(Υπογραφή)

.....  
Γεωργιάκης Πάυλος  
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούνιος 2022

(Υπογραφή)

.....

**ΧΡΙΣΤΟΠΟΥΛΟΥ ΗΛΕΚΤΡΑ- ΕΙΡΗΝΗ**

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Χριστοπούλου Ηλέκτρα-Ειρήνη 2022

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου

## Περίληψη

Πριν από περίπου δύομιση χρόνια, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή (ΕΕ) δημοσίευσε την Πράσινη Συμφωνία, στην οποία το υδρογόνο αναφερόταν μόνο τρεις φορές. Έκτοτε, το υδρογόνο έχει έρθει στο επίκεντρο της ατζέντας της ΕΕ για την απαλλαγή από τον άνθρακα. Τον Ιούλιο του 2020 ακολούθησε η στρατηγική της ΕΕ για το υδρογόνο. Ένα χρόνο αργότερα, στις 14 Ιουλίου 2021, η ΕΕ κατέθεσε τη δέσμη μέτρων Fit for 55, μια δέσμη δεκατριών κανονιστικών προτάσεων που έχουν σχεδιαστεί για να κατευθύνουν την ευρωπαϊκή οικονομία προς τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG) κατά τουλάχιστον 55% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990 έως το 2030. Το υδρογόνο αποτελεί αναπόσπαστο μέρος της δέσμης μέτρων Fit for 55 και, ως εκ τούτου, του οράματος της ΕΕ για μια ευρωπαϊκή οικονομία απαλλαγμένη από τις ανθρακούχες εκπομπές.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία και ενώ η Ελληνική Κυβέρνηση προετοιμάζει την εθνική στρατηγική για το υδρογόνο, αναλύεται ο ευρωπαϊκός οδικός χάρτης μετάβασης των υποδομών και της αγοράς υδρογόνου, όπως παρουσιάζεται και προτείνεται σε μελέτες και αναφορές της Hydrogen Europe, IRENA και FCH-JU, με στόχο να τεθεί ένα γενικότερο πλαίσιο και κατευθύνσεις που θα ενσωματωθούν στο ελληνικό δίκαιο και στα τεκταινόμενα της ελληνικής αγοράς.

Αρχικά, στο πρώτο και δεύτερο κεφάλαιο παρουσιάζονται οι χρωματικές αποχρώσεις και ο τρόπος παραγωγής του υδρογόνου για να γίνει κατανοητή, κυρίως, η έννοια πράσινου υδρογόνου που αναφέρεται στις οδηγίες της Ευρωπαϊκής Ένωσης και στο οποίο δίνεται έμφαση. Στο τρίτο κεφάλαιο εξηγείται ο όρος CCS ( Carbon Capture and Storage ) που είναι συνυφασμένος με το πράσινο υδρογόνο. Στο τέταρτο κεφάλαιο εξετάζεται ο τρόπος μετασχηματισμού του ενεργειακού συστήματος ανά τομέα, ενέργειας, κτηριακό, βιομηχανίας και μεταφορών. Στο πέμπτο και έκτο κεφάλαιο παρουσιάζονται οι τρόποι μεταφοράς και αποθήκευσης του υδρογόνου ενώ δεν γινόταν να παραληφθούν τα εμπόδια εφοδιασμού υδρογόνου που δίνονται στο έβδομο κεφάλαιο. Με σκοπό να αντιμετωπιστούν τα παραπάνω εμπόδια, στο όγδοο κεφάλαιο εξετάζονται οι επιλογές πολιτικής που θα οδηγήσουν στις λύσεις και θα αναπτύξουν ένα θετικό περιβάλλον για την οικονομία υδρογόνου. Τέλος, στα κεφάλαια εννέα και δέκα παρουσιάζονται και αναλύονται οι φάσεις ανάπτυξης των υποδομών και της αγοράς υδρογόνου σε τρία στάδια βάσει ευρωπαϊκής στρατηγικής.

**Λέξεις Κλειδιά:** <<Πράσινο υδρογόνο, Οδικός χάρτης υδρογόνου, μηδενικές εκπομπές, Ευρωπαϊκή πολιτική υδρογόνου, CCS, Παραγωγή υδρογόνου, Ηλεκτρόλυση ,HRS>>

## Abstract

About two and a half years ago, the European Commission (EC) published the Green Agreement, in which hydrogen was mentioned only three times. Since then, hydrogen has come to the center of the EU's decarbonization agenda. This was followed in July 2020 by the EU Hydrogen Strategy. A year later, on 14 July 2021, the EU tabled the Fit for 55 packages, a set of thirteen regulatory proposals designed to steer the European economy towards reducing greenhouse gas (GHG) emissions by at least 55% compared to 1990 levels by 2030. Hydrogen is an integral part of the Fit for 55 package and therefore of the EU's vision of a European decarbonized economy.

In this thesis, while the Greek Government is preparing the national strategy for hydrogen, the European roadmap for the transition of the hydrogen infrastructure and market, as presented and proposed in studies and reports by Hydrogen Europe, IRENA and FCH-JU, is analyzed in order to set a general framework and guidelines that will be incorporated also into the Greek law and the Greek market.

Initially, the first and second chapter present the color shades and the different ways of hydrogen production mainly to declare the term of green hydrogen, which is emphasized in the EU directives. The third chapter explains the term CCS (Carbon Capture and Storage) which is intertwined with green hydrogen. In the fourth chapter, the way of transformation of the energy system by sector, energy, building, industry and transport is discussed. In chapters five and six, the ways of hydrogen transportation and storage are presented while the hydrogen supply barriers given in chapter seven are not omitted. In order to address these barriers, chapter eight discusses the policy options that will lead to solutions and develop a positive environment for the hydrogen economy. Finally, chapters nine and ten present and analyze the phases of hydrogen infrastructure and market development in three stages based on the European strategy.

Keywords: <<Green Hydrogen, Hydrogen Roadmap, Zero emissions, European Hydrogen policy, CCS, Hydrogen production, Electrolysis, HRS>>.

## Περιεχόμενα

|  |    |
|--|----|
| Περίληψη .....   | 1  |
| Abstract .....   | 2  |
| Πίνακας Εικόνων .....  | 6  |
| Λίστα Πινάκων .....  | 7  |
| Πίνακας Διαγραμμάτων .....   | 7  |
| Ακρωνύμια και Συντομογραφίες .....   | 8  |
| 1. Υδρογόνο.....   | 9  |
| 1.1 Το φάσμα των χρωμάτων υδρογόνου .....  | 9  |
| 2. Ανάλυση τεχνολογιών παραγωγής υδρογόνου .....                                     | 13 |
| 2.1 Θερμοχημικές διεργασίες.....   | 13 |
| 2.2 Μέθοδοι Ηλεκτρόλυσης .....   | 19 |
| 2.3 Φωτόλυση- Διάσπαση νερού με άμεση ακτινοβολία .....                              | 23 |
| 3. Δέσμευση και αποθήκευση διοξειδίου του άνθρακα (CCS) .....                        | 27 |
| 3.1 Η Οδηγία.....  | 28 |
| 3.2 Επιλογή ασφαλών σημείων αποθήκευσης .....  | 28 |
| 4. Ανάλυση τρόπου μετασχηματισμού του ενεργειακού συστήματος ανά τομέα               | 29 |
| 4.1 Τομέας ενέργειας.....  | 29 |
| 4.2 Κτηριακός τομέας .....   | 31 |
| 4.3 Βιομηχανική θερμότητα .....  | 33 |
| 4.4 Βιομηχανική χρήση του υδρογόνου ως πρώτη ύλη .....                               | 35 |
| 4.4.1 Υφιστάμενες χρήσεις του υδρογόνου ως πρώτη ύλη .....                           | 35 |
| 4.4.2 Νέες χρήσεις του υδρογόνου ως πρώτη ύλη .....                                  | 35 |
| 4.4.3 Χαλυβουργία.....   | 36 |
| 4.4.4 Σύλληψη και αξιοποίηση του άνθρακα- Carbon Capture and Utilization (CCU) ..... | 37 |
| 4.5 Μεταφορές .....  | 37 |
| 4.5.1 Οδικές μεταφορές .....   | 38 |
| 4.5.2 Ναυτιλία και τρένα .....   | 43 |
| 4.5.3 Αεροπορία.....   | 43 |
| 5. Τρόποι μεταφοράς υδρογόνου .....  | 45 |

|  |    |
|--|----|
| 5.1 Πλεονεκτήματα αναθεώρησης και ανακατασκευής των αγωγών φυσικού αερίου .....                    | 47 |
| 5.2 Τεχνικοί περιορισμοί αναθεώρησης και ανακατασκευής των αγωγών φυσικού αερίου .....             | 47 |
| 6. Αποθήκευση υδρογόνου .....  | 48 |
| 6.1 Αποθήκευση υδρογόνου σε αέρια κατάσταση .....  | 49 |
| 6.2 Αποθήκευση υδρογόνου στερεάς κατάστασης .....  | 50 |
| 6.3 Αποθήκευση υδρογόνου σε υγρή κατάσταση .....   | 50 |
| 7. Εμπόδια στον εφοδιασμό υδρογόνου .....  | 52 |
| 7.1 Κόστος.....  | 52 |
| 7.1.1 Εμπόδια κόστους .....  | 52 |
| 7.1.2 Κόστος Παραγωγής.....  | 53 |
| 7.1.3 Κόστος μετατροπής .....  | 53 |
| 7.1.4 Κόστος μεταφοράς .....   | 54 |
| 7.1.5 Κόστος αποθήκευσης .....   | 56 |
| 7.2 Ζητήματα βιωσιμότητας.....   | 57 |
| 7.3 Ασάφεια σχετικά με την μελλοντική ζήτηση υδρογόνου.....  | 59 |
| 7.4 Ακατάλληλες δομές ενεργειακού συστήματος .....   | 59 |
| 7.5 Έλλειψη τεχνικών και εμπορικών προτύπων .....  | 60 |
| 8. Επιλογές πολιτικής.....   | 61 |
| 8.1 Πολιτική για τη στήριξη της ανάπτυξης ηλεκτρολυτών .....                                       | 61 |
| 8.1.1 Στήριξη για την αναβάθμιση της παραγωγικής ικανότητας .....                                  | 62 |
| 8.1.2 Άμεση οικονομική στήριξη .....   | 63 |
| 8.1.3 Οικονομικά κίνητρα .....   | 64 |
| 8.1.4 Σύστημα εγγυήσεων προέλευσης (Guarantees of origin system- GO) .....                         | 66 |
| 8.1.5 Μέτρα Προσθετικότητας .....  | 67 |
| 8.1.6 Απαλλαγή των μονάδων ηλεκτρόλυσης από τους φόρους ηλεκτρικής ενέργειας και τις εισφορές..... | 68 |
| 8.2 Πολιτική για την ενθάρρυνση της ζήτησης πράσινου υδρογόνου.....                                | 69 |
| 8.2.1 Δημοσιονομική Στήριξη .....  | 69 |
| 8.2.2 Πράσινες χρεώσεις ή πριμοδοτήσεις υδρογόνου .....  | 69 |
| 8.2.3 Δημοπρασίες.....   | 70 |
| 8.3 Πολιτική για τη στήριξη των υποδομών υδρογόνου .....   | 71 |



|  |     |
|--|-----|
| 8.3.1 Πολιτική για υποστήριξη της κατασκευής ή μετασκευής του δικτύου υδρογόνου .....          | 71  |
| 8.3.2 Οικονομική ενίσχυση των υποδομών υδρογόνου .....   | 72  |
| 8.4 Πολιτική στήριξης των συνθετικών καυσίμων στην αεροπορία .....                             | 72  |
| 8.5 Πολιτική στήριξης εποχικής αποθήκευσης .....   | 74  |
| 8.6 Πολιτική στήριξης της χρήσης υδρογόνου στην ναυτιλία και στα «πράσινα» φορτηγά .....       | 75  |
| 8.7 Υποστήριξη έρευνας και ανάπτυξης .....   | 76  |
| 9. Οδικός χάρτης μετάβασης των υποδομών υδρογόνου και η ανάπτυξη της αγοράς αυτού .....        | 78  |
| 9.1 Επισκόπηση ενδιαφέροντος Ευρωπαϊκής Επιτροπής για το υδρογόνο .....                        | 78  |
| 9.2 Στάδια μετάβασης .....   | 80  |
| 9.2.1. Στάδιο 1: Φάση εκκίνησης - Kick start phase (2020-2025) .....                           | 82  |
| 9.2.2 Στάδιο 2: Φάση ανάπτυξης - Ramp up phase (2025-2030).....                                | 82  |
| 9.2.3 Στάδιο 3: Φάση ωρίμανσης της αγοράς υδρογόνου (2030-2050).....                           | 83  |
| 9.3 Οδικός χάρτης μετάβασης των υποδομών υδρογόνου .....                                       | 83  |
| 9.3.1 Υφιστάμενες υποδομές & πρόταση μετάβασης .....   | 83  |
| 9.3.2 Δημιουργία κοιλιάδων υδρογόνου με περιφερειακές και τοπικές υποδομές (2021-2035).....    | 86  |
| 9.3.3 Δημιουργία μιας πανευρωπαϊκής κεντρικής υποδομής υδρογόνου (2021-2035) .....             | 88  |
| 9.3.4 Ανάμειξη υδρογόνου με φυσικό αέριο (2021-2035) .....                                     | 90  |
| 9.3.5 Ολοκλήρωση των υποδομών υδρογόνου (2035-2050).....                                       | 91  |
| 9.3.6 Κανονισμός για τις υποδομές υδρογόνου .....  | 92  |
| 9.3.7 Σύνοψη του οδικού χάρτη μετάβασης σε υδρογόνο του τομέα των υποδομών (2020 - 2050) ..... | 93  |
| 9.4 Οδικός χάρτης ανάπτυξης της αγοράς υδρογόνου .....   | 94  |
| 9.4.1 Εκκίνηση της προσφοράς και της ζήτησης υδρογόνου (2021-2025).....                        | 95  |
| 9.4.2 Αύξηση της παραγωγής υδρογόνου (2025-2035) .....   | 98  |
| 9.4.3 Αύξηση της ζήτησης υδρογόνου (2025 - 2035).....  | 100 |
| 9.4.4 Ποσοστώσεις Υδρογόνου .....  | 101 |
| 9.4.5 Ανάπτυξη της αγοράς προς μία ρευστή και διαφανή αγορά υδρογόνου (2035-2050).....         | 103 |
| 9.4.6 Σύνοψη του χάρτη πορείας της αγοράς υδρογόνου (2020 - 2050) .....                        | 103 |
| Βιβλιογραφία .....   | 104 |

## Πίνακας Εικόνων

|  |    |
|--|----|
| Εικόνα 1: Τρόπος παραγωγής πράσινου υδρογόνου .....  | 9  |
| Εικόνα 2: Τρόπος παραγωγής τυρκουάζ υδρογόνου .....  | 10 |
| Εικόνα 3: Τρόπος παραγωγής πράσινου υδρογόνου .....  | 11 |
| Εικόνα 4: Τρόπος παραγωγής γκρίζου υδρογόνου .....   | 11 |
| Εικόνα 5: Τρόποι συγκέντρωσης ηλιακής ακτινοβολίας στην θερμοχημική διάσπαση νερού .....   | 18 |
| Εικόνα 6: Παραδείγματα Θερμοχημικών κύκλων διάσπασης νερού .....   | 19 |
| Εικόνα 7: PEM Ηλεκτρολύτης .....   | 20 |
| Εικόνα 8: Δύο διαφορετικές προσεγγίσεις για αντιδραστήρες παραγωγής PEC: α) συστήματα ηλεκτροδίων παρόμοια με τα επίπεδα φωτοβολταϊκά πάνελ- και β) συστήματα σωματιδίων που αποτελούνται από αιωρήματα σωματιδίων ημιαγωγών PEC. ....   | 24 |
| Εικόνα 9: Σχεδιασμός αντιδραστήρα PEC διάσπασης . (α) συστήματα ηλεκτροδίων, συμπεριλαμβανομένων μιας επίπεδης πλάκας και ενός σωληνοειδούς αντιδραστήρα (παρέχοντας μέτρια συγκέντρωση ηλιακής ακτινοβολίας σε μια λωρίδα ηλεκτροδίων)- και β) αντιδραστήρα σωματιδίων διπλής στρώσης καλυμμένος με πλαστική "σακούλα", με ευρέως διατεταγμένα σωματίδια φωτοκαταλύτη. .... | 25 |
| Εικόνα 10: Παρουσίαση διαδικασίας παραγωγής ανά απόχρωση υδρογόνου .....   | 27 |
| Εικόνα 11: Σύγκριση well-to-wheel εκπομπών σε οχήματα .....  | 38 |
| Εικόνα 12: Ογκομετρική ενεργειακή πυκνότητα διαφόρων λύσεων μεταφοράς υδρογόνου .....  | 46 |
| Εικόνα 13: Κόστος μεταφοράς καθαρού υδρογόνου βάσει των πηγών που αναφέρονται στον πίνακα. Για λόγους ομοιομορφίας το μοναδιαίο κόστος μεταφοράς έχει κανονικοποιηθεί σε EUR/MWh/1.000km .....   | 47 |
| Εικόνα 14: Διαφορετικοί τύποι υπόγειας αποθήκευσης υδρογόνου , .....   | 49 |
| Εικόνα 15: Στόχοι δυναμικότητας ηλεκτρόλυσης ευρωπαϊκών στρατηγικών έως το 2030 (IRENA analysis) .....   | 62 |
| Εικόνα 16: Συσχέτιση μεταξύ του ισοσταθμισμένου κόστους του υδρογόνου και των ωρών λειτουργίας ενός ηλεκτρολύτη συνδεδεμένου στο δίκτυο, Δανία, 2019 .....   | 65 |
| Εικόνα 17: Μοντέλα παραγωγής υδρογόνου .....   | 66 |
| Εικόνα 18: Σχηματική απεικόνιση της υφιστάμενης υποδομής φυσικού αερίου .....  | 86 |
| Εικόνα 19: Κοιλιάδες υδρογόνου όπως αυτές αποτυπώνονται στην πλατφόρμα Mission Innovation Hydrogen Valley .....  | 88 |
| Εικόνα 20: Εθνικές υποδομές κορμού υδρογόνου που εξελίσσονται σε πανευρωπαϊκή υποδομή υδρογόνου .....  | 89 |
| Εικόνα 21: Αριστερά- Κεντρικός διάδρομος μεταφορών TEN-T , Δεξιά- Σταθμοί ανεφοδιασμού κατά μήκος του διαδρόμου .....  | 90 |

## Λίστα Πινάκων

|  |    |
|--|----|
| Πίνακας 1: Χρωματική παλέτα υδρογόνου βάσει τρόπου παραγωγής του .....   | 12 |
| Πίνακας 2: Συνοπτική παρουσίαση πλεονεκτημάτων και μειονεκτημάτων των τεχνολογιών παραγωγής υδρογόνου .....                          | 27 |
| Πίνακας 3: Υφιστάμενες εγκαταστάσεις αποθήκευσης υδρογόνου και μελλοντικά έργα όπως καταγράφονται στην ιστοσελίδα της IEA [7]. ..... | 52 |
| Πίνακας 4: Κόστος επένδυσης και LCOS των τεχνολογιών υπόγειας αποθήκευσης υδρογόνου .....  | 57 |

## Πίνακας Διαγραμμάτων

|   |     |
|---|-----|
| Διάγραμμα 1: Συνοπτική παρουσίαση του οδικού χάρτη ανάπτυξης των υποδομών υδρογόνου ..... | 94  |
| Διάγραμμα 2: Συνοπτική παρουσίαση των φάσεων ανάπτυξης της αγοράς υδρογόνου. ....         | 104 |

## Ακρωνύμια και Συντομογραφίες

|                |   |
|----------------|---|
| <b>ACER</b>    | Agency for the Cooperation of Energy Regulators                   |
| <b>AFID</b>    | Alternative Fuels Infrastructure Directive                        |
| <b>BEV</b>     | Battery Electric Vehicle  |
| <b>CAPEX</b>   | Capital Expenditure   |
| <b>CCS</b>     | Carbon Capture and Storage  |
| <b>CCU</b>     | Carbon Capture and Usage  |
| <b>CH4</b>     | Μεθάνιο   |
| <b>CNG</b>     | Compressed Natural Gas  |
| <b>CO2</b>     | Διοξείδιο του άνθρακα   |
| <b>DRI</b>     | Direct Reduced Iron   |
| <b>EAF</b>     | Electric Arc Furnaces   |
| <b>ENTSO-E</b> | European Network of Transmission System Operators for Electricity |
| <b>ENTSO-G</b> | European Network of Transmission System Operators for Gas         |
| <b>ETC</b>     | Energy Transition Commissions                                     |
| <b>FCEV</b>    | Fuel Cell Electric Vehicle  |
| <b>FCH JU</b>  | Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking                         |
| <b>FIP</b>     | Feed-in Premium   |
| <b>FIT</b>     | Feed-in Tariff  |
| <b>GHG</b>     | Greenhouse Gas  |
| <b>GO</b>      | Guarantees of origin  |
| <b>HRS</b>     | Hydrogen Refueling Station  |
| <b>IPCEIs</b>  | Important Projects of Common European Interest                    |
| <b>IRENA</b>   | International Renewable Energy Agency                             |
| <b>LCOT</b>    | Levelised Cost of Transport                                       |
| <b>LNG</b>     | Liquefied Natural Gas   |
| <b>LOHC</b>    | Liquid organic hydrogen carriers                                  |
| <b>NG</b>      | Natural Gas   |
| <b>NOX</b>     | Nitrogen oxides   |
| <b>OPEX</b>    | Operational Expenditure   |
| <b>PEC</b>     | Photoelectrochemical  |
| <b>PEM</b>     | Polymer Electrolyte Membrane                                      |
| <b>PHEV</b>    | Plug-in Hybrid Electric Vehicles                                  |
| <b>PPA</b>     | Power Purchase Agreement  |
| <b>RDFP</b>    | R&D Framework Program   |
| <b>RRF</b>     | Recovery and Resilience Facility                                  |
| <b>RTD</b>     | Research and Technology Development and Demonstration             |
| <b>SMR</b>     | Steam Methane Reforming   |
| <b>STCH</b>    | Solar thermochemical hydrogen                                     |
| <b>TEN-E</b>   | Trans-European Networks for Energy regulation                     |
| <b>TYNDP</b>   | Ten-Year Network Development Planning                             |
| <b>VRE</b>     | Variable Renewable Energy   |
| <b>ΔΣΜ</b>     | Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς                                 |
| <b>TEN-T</b>   | Trans-European Networks for Transport                             |

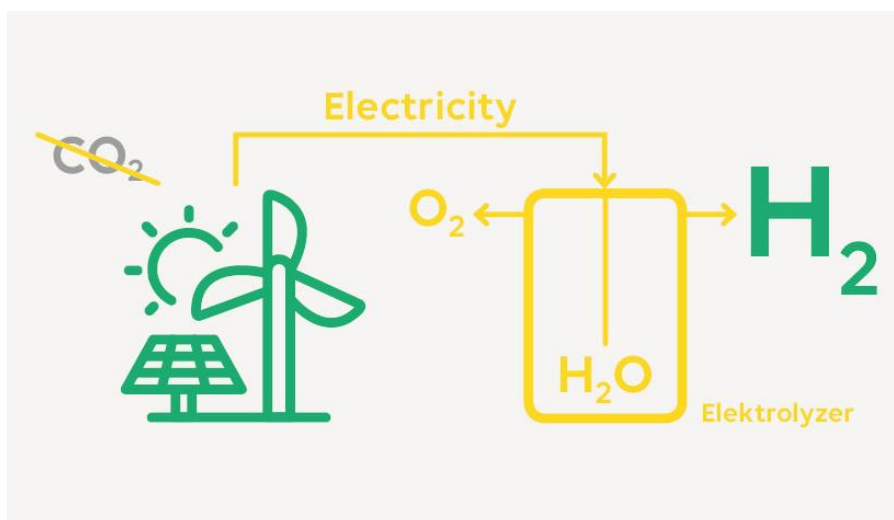
## 1. Υδρογόνο

### 1.1 Το φάσμα των χρωμάτων υδρογόνου

Το υδρογόνο σαν στοιχείο δεν έχει χρώμα. Το άχρωμο αυτό αέριο είναι μια αποτελεσματική, κλιματικά ουδέτερη πηγή ενέργειας για θέρμανση, καθώς έχει πολύ υψηλότερη θερμική αξία από το μαζούτ ή το φυσικό αέριο, και η καύση του δεν παράγει ουσίες που είναι επιβλαβείς για το περιβάλλον ή το κλίμα. Επίσης, αποθηκεύεται εύκολα, επιτρέποντας την αξιοποίηση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας. Η υποδιαίρεση του υδρογόνου σε διάφορα χρώματα [36] έχει ως στόχο την παροχή πληροφoρίας σχετικά με τον τρόπο παραγωγής του, τις χρησιμοποιούμενες πηγές ενέργειας και την κλιματική του ουδετερότητα.

#### 1.1.1 Πράσινο ή ανανεώσιμο υδρογόνο

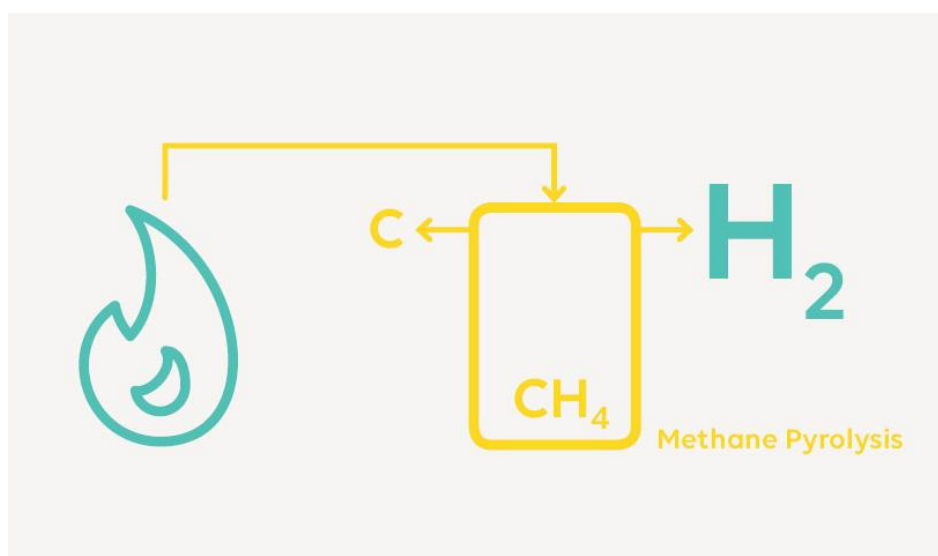
Πράσινο ή ανανεώσιμο υδρογόνο είναι ο όρος που χρησιμοποιείται για να περιγράψει το υδρογόνο που παράγεται μέσω της ηλεκτρόλυσης του νερού με ουδέτερες εκπομπές CO<sub>2</sub>. Κατά τη διάρκεια της ηλεκτρόλυσης, το νερό διασπάται στα συστατικά του στοιχεία οξυγόνο και υδρογόνο. Η ηλεκτρική ενέργεια που απαιτείται για τη διαδικασία αυτή παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, αιολική, υδροηλεκτρική ή ηλιακή ενέργεια. Δεδομένου ότι ούτε η παραγωγή του πράσινου υδρογόνου ούτε τα τελικά προϊόντα, υδρογόνο και οξυγόνο, είναι επιβλαβή για το περιβάλλον ή το κλίμα, το πράσινο υδρογόνο είναι κλιματικά ουδέτερο. Το ανανεώσιμο υδρογόνο μπορεί επίσης να παραχθεί με την αναμόρφωση του βιοαερίου (αντί του φυσικού αερίου) ή τη βιοχημική μετατροπή της βιομάζας, εάν συμμορφώνεται με τις απαιτήσεις βιωσιμότητας.



Εικόνα 1: Τρόπος παραγωγής πράσινου υδρογόνου

### 1.1.2 Τυρκουάζ υδρογόνο

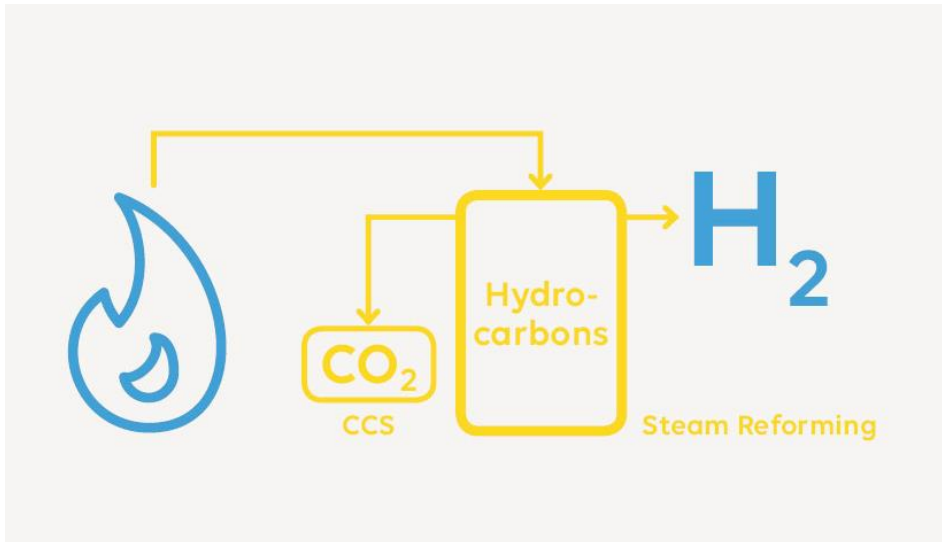
Το τυρκουάζ υδρογόνο δημιουργείται με μια θερμική διαδικασία κατά την οποία το φυσικό αέριο διασπάται με τη βοήθεια της πυρόλυσης του μεθανίου σε υδρογόνο και στερεό άνθρακα. Εάν ο άνθρακας παραμένει μόνιμα συνδεδεμένος και δεν καίγεται κατά την περαιτέρω επεξεργασία, η διαδικασία αυτή είναι επίσης ουδέτερη ως προς το CO<sub>2</sub>. Οι αντιδραστήρες ή οι υψικάμινι που χρησιμοποιούνται για τη διάσπαση του μεθανίου θα πρέπει επίσης να τροφοδοτούνται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Ένας άλλος παράγοντας στην ανάλυση του τυρκουάζ υδρογόνου είναι και οι εκπομπές που προκύπτουν από την εξόρυξη της πρώτης ύλης, του φυσικού αερίου. Ως αποτέλεσμα, το τυρκουάζ υδρογόνο συνήθως δεν είναι εντελώς κλιματικά ουδέτερο όσον αφορά ολόκληρη τη διαδικασία παραγωγής και τη μεταγενέστερη επεξεργασία του άνθρακα ως παραπροϊόν.



Εικόνα 2: Τρόπος παραγωγής τυρκουάζ υδρογόνου

### 1.1.3 Μπλε υδρογόνο

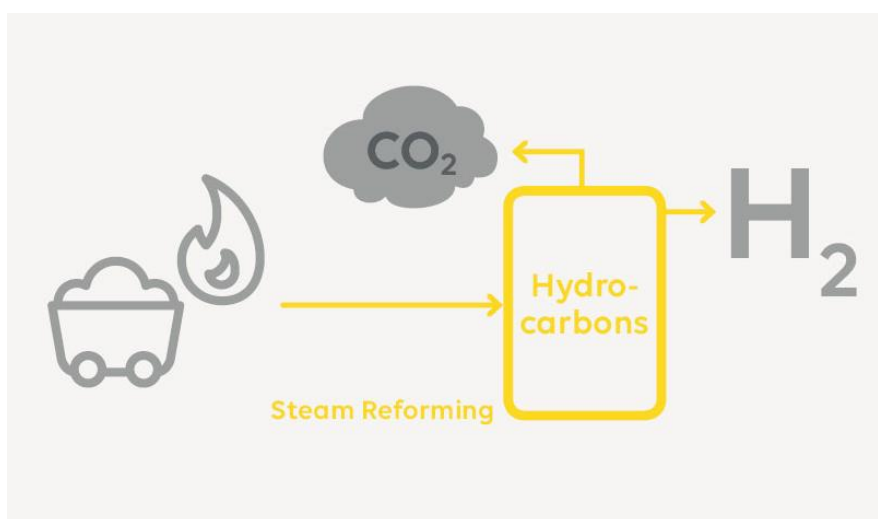
Το μπλε υδρογόνο παράγεται από την αναμόρφωση του φυσικού αερίου με ατμό. Κατά τη διαδικασία αυτή, το φυσικό αέριο διασπάται σε υδρογόνο και CO<sub>2</sub>. Ωστόσο, το διοξείδιο του άνθρακα δεν εκπέμπεται στην ατμόσφαιρα, αλλά αποθηκεύεται ή επεξεργάζεται βιομηχανικά. Η τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα (CSS) μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την υπόγεια αποθήκευση του CO<sub>2</sub>. Αυτό σημαίνει ότι ούτε το μπλε υδρογόνο παράγει εκπομπές CO<sub>2</sub>. Ωστόσο, οι μακροπρόθεσμες επιπτώσεις της αποθήκευσης είναι αβέβαιες και η διαρροή μπορεί να εξακολουθεί να επηρεάζει αρνητικά το περιβάλλον και το κλίμα.



Εικόνα 3: Τρόπος παραγωγής πράσινου υδρογόνου

#### 1.1.4 Γκρίζο υδρογόνο

Το γκρίζο υδρογόνο είναι το ακριβώς αντίθετο του πράσινου, καθώς δεν είναι κλιματικά ουδέτερο. Το γκρίζο υδρογόνο λαμβάνεται με αναμόρφωση με ατμό ορυκτών καυσίμων όπως το φυσικό αέριο ή τον άνθρακα. Κατά τη διαδικασία αυτή, το απόβλητο προϊόν CO<sub>2</sub> απελευθερώνεται απευθείας στην ατμόσφαιρα. Για κάθε τόνο υδρογόνου που εξάγεται παράγονται δέκα τόνοι διοξειδίου του άνθρακα, επομένως το γκρίζο υδρογόνο είναι επιβλαβές για το κλίμα. Γκρίζο υδρογόνο είναι επίσης ο όρος που χρησιμοποιείται όταν για την ηλεκτρόλυση του νερού χρησιμοποιείται ηλεκτρική ενέργεια από ορυκτά καύσιμα και μη ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αντί για «οικολογική» ενέργεια.



Εικόνα 4: Τρόπος παραγωγής γκρίζου υδρογόνου

### 1.1.5 Άλλα χρώματα υδρογόνου

Μερικές φορές αποδίδονται στο υδρογόνο και άλλα χρώματα, ανάλογα με τον τρόπο παραγωγής του. Για το κόκκινο, το ροζ και το βιολετί υδρογόνο, η ηλεκτρόλυση γίνεται χρησιμοποιώντας πυρηνική ενέργεια. Το κίτρινο υδρογόνο αναφέρεται στην παραγωγή υδρογόνου από μείγμα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και ορυκτών καυσίμων. Το υδρογόνο που είναι απλώς ένα απόβλητο προϊόν άλλων χημικών διεργασιών αναφέρεται ως λευκό υδρογόνο. Τέλος, η χρήση άνθρακα ως καύσιμο παράγει καφέ υδρογόνο.

Πίνακας 1: Χρωματική παλέτα υδρογόνου βάσει τρόπου παραγωγής του

|          |   |
|----------|---|
| Υδρογόνο | Υδρογόνο που παράγεται από ορυκτά καύσιμα, κυρίως φυσικό αέριο και άνθρακα, προκαλώντας κατά τη διαδικασία εκπομπές CO <sub>2</sub>             |
| Υδρογόνο | Υδρογόνο που παράγεται από ορυκτά καύσιμα σε συνδυασμό με CCS, μειώνοντας τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου που προκύπτουν κατά τη διαδικασία |
| Υδρογόνο | Υδρογόνο που παράγεται μέσω πυρόλυσης ορυκτών καυσίμων, το προϊόν αγοράς είναι στερεός άνθρακας.  |
| Υδρογόνο | Υδρογόνο που παράγεται με ηλεκτρόλυση χρησιμοποιώντας ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ  |
| Υδρογόνο | Υδρογόνο που παράγεται με ηλεκτρόλυση χρησιμοποιώντας ηλεκτρική ενέργεια από πυρηνικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας                            |
| Υδρογόνο | Υδρογόνο που παράγεται με ηλεκτρόλυση με χρήση ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο   |



## 2. Ανάλυση τεχνολογιών παραγωγής υδρογόνου

Το υδρογόνο μπορεί να παραχθεί με διάφορες διεργασίες [1]. Οι θερμοχημικές διεργασίες χρησιμοποιούν θερμότητα και χημικές αντιδράσεις για την απελευθέρωση του υδρογόνου από οργανικά υλικά, όπως ορυκτά καύσιμα και βιομάζα, ή από το νερό. Το νερό (H<sub>2</sub>O) μπορεί επίσης να διασπαστεί σε υδρογόνο (H<sub>2</sub>) και οξυγόνο (O<sub>2</sub>) χρησιμοποιώντας ηλεκτρόλυση ή ηλιακή ενέργεια. Μικροοργανισμοί όπως τα βακτήρια και τα φύκια μπορούν επίσης να παράγουν υδρογόνο μέσω βιολογικών διεργασιών.

### 2.1 Θερμοχημικές διεργασίες

Ορισμένες θερμικές διεργασίες χρησιμοποιούν την ενέργεια διαφόρων πόρων, όπως το φυσικό αέριο, ο άνθρακας ή η βιομάζα, για να απελευθερώσουν υδρογόνο από τη μοριακή τους δομή. Σε άλλες διεργασίες, η θερμότητα, σε συνδυασμό με κλειστούς χημικούς κύκλους, παράγει υδρογόνο από πρώτες ύλες όπως το νερό.

#### 2.1.1 Αναμόρφωση μεθανίου με ατμό - *Steam Methane Reforming (SMR)*

Η αναμόρφωση φυσικού αερίου είναι μια προηγμένη και ώριμη παραγωγική διαδικασία που βασίζεται στην υπάρχουσα υποδομή παροχής φυσικού αερίου μέσω αγωγών. Σήμερα, το 95% του υδρογόνου που παράγεται στις Ηνωμένες Πολιτείες παράγεται με αναμόρφωση φυσικού αερίου σε μεγάλες κεντρικές μονάδες.

Ποια είναι η διαδικασία?

Το φυσικό αέριο περιέχει μεθάνιο (CH<sub>4</sub>) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή υδρογόνου με θερμικές διεργασίες, όπως η αναμόρφωση μεθανίου με ατμό και η μερική οξείδωση.

##### 2.1.1.1 Αναμόρφωση ατμού-μεθανίου

Το μεγαλύτερο μέρος του υδρογόνου που παράγεται σήμερα, παράγεται μέσω αναμόρφωσης ατμού-μεθανίου, μια ώριμη διαδικασία παραγωγής κατά την οποία ατμός υψηλής θερμοκρασίας (700°C-1.000°C) χρησιμοποιείται για την παραγωγή υδρογόνου από μια πηγή μεθανίου, όπως το φυσικό αέριο. Στην αναμόρφωση με ατμό-μεθάνιο, το μεθάνιο αντιδρά με ατμό υπό πίεση 3-25 bar (1 bar = 14,5 psi) παρουσία καταλύτη για την παραγωγή υδρογόνου, μονοξειδίου του άνθρακα και σχετικά μικρής ποσότητας διοξειδίου του άνθρακα. Η αναμόρφωση με ατμό είναι ενδόθερμη - δηλαδή, πρέπει να παρέχεται θερμότητα στη διαδικασία για να προχωρήσει η αντίδραση.

Στη συνέχεια, στην αποκαλούμενη "αντίδραση μετατόπισης νερού-αερίου", το μονοξείδιο του άνθρακα και ο ατμός αντιδρούν με τη χρήση καταλύτη για την παραγωγή διοξειδίου του άνθρακα και περισσότερου υδρογόνου. Σε ένα τελικό στάδιο της διεργασίας που ονομάζεται "προσρόφηση υπό πίεση", το διοξείδιο του

άνθρακα και άλλες ακαθαρσίες απομακρύνονται από το αέριο ρεύμα, αφήνοντας ουσιαστικά καθαρό υδρογόνο. Η αναμόρφωση με ατμό μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή υδρογόνου από άλλα καύσιμα, όπως αιθανόλη, προπάνιο ή ακόμη και βενζίνη.

Αντίδραση αναμόρφωσης ατμού-μεθανίου



Αντίδραση μετατόπισης νερού-αερίου

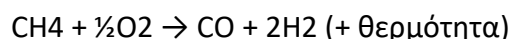


#### 2.1.1.2 Μερική οξείδωση

Κατά τη μερική οξείδωση, το μεθάνιο και άλλοι υδρογονάνθρακες του φυσικού αερίου αντιδρούν με περιορισμένη ποσότητα οξυγόνου (συνήθως προερχόμενο από τον αέρα), η οποία δεν είναι αρκετή για την πλήρη οξείδωση των υδρογονανθράκων σε διοξείδιο του άνθρακα και νερό. Έχοντας διαθέσιμη λιγότερη από τη στοιχειομετρική ποσότητα οξυγόνου, τα προϊόντα της αντίδρασης περιέχουν κυρίως υδρογόνο και μονοξείδιο του άνθρακα (και άζωτο, εάν η αντίδραση πραγματοποιείται με αέρα και όχι με καθαρό οξυγόνο), και μια σχετικά μικρή ποσότητα διοξειδίου του άνθρακα και άλλων ενώσεων. Στη συνέχεια, σε μια αντίδραση μετατόπισης νερού-αερίου, το μονοξείδιο του άνθρακα αντιδρά με το νερό σχηματίζοντας διοξείδιο του άνθρακα και περισσότερο υδρογόνο.

Η μερική οξείδωση είναι μια εξώθερμη διεργασία - εκλύει θερμότητα. Η διαδικασία είναι συνήθως πολύ ταχύτερη από την αναμόρφωση με ατμό και απαιτεί μικρότερο αντιδραστήρα. Όπως φαίνεται στις χημικές αντιδράσεις της μερικής οξείδωσης, αυτή η διεργασία παράγει αρχικά λιγότερο υδρογόνο ανά μονάδα καυσίμου εισόδου από ό,τι προκύπτει από την αναμόρφωση με ατμό του ίδιου καυσίμου.

Αντίδραση μερικής οξείδωσης του μεθανίου



Αντίδραση μετατόπισης νερού-αερίου



#### 2.1.2 Αεριοποίηση βιομάζας

Η αεριοποίηση της βιομάζας είναι μια ώριμη τεχνολογική οδός που χρησιμοποιεί μια ελεγχόμενη διαδικασία που περιλαμβάνει θερμότητα, ατμό και οξυγόνο για τη μετατροπή της βιομάζας σε υδρογόνο και άλλα προϊόντα, χωρίς καύση. Επειδή η

καλλιέργεια βιομάζας αφαιρεί διοξείδιο του άνθρακα από την ατμόσφαιρα, οι καθαρές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα αυτής της μεθόδου είναι χαμηλές, ιδίως αν συνδυαστεί με τη δέσμευση, χρήση και αποθήκευση του άνθρακα μακροπρόθεσμα. Οι εγκαταστάσεις αεριοποίησης για βιοκαύσιμα κατασκευάζονται και λειτουργούν και μπορούν να παρέχουν βέλτιστες πρακτικές και διδάγματα για την παραγωγή υδρογόνου. Το Υπουργείο Ενέργειας των ΗΠΑ προβλέπει ότι η αεριοποίηση της βιομάζας θα μπορούσε να αναπτυχθεί σε σύντομο χρονικό διάστημα.

#### 2.1.2.1 Τι είναι η βιομάζα

Η βιομάζα, ένας ανανεώσιμος οργανικός πόρος, περιλαμβάνει τα υπολείμματα γεωργικών καλλιεργειών (όπως τα υπολείμματα καλαμποκιού ή το άχυρο σιταριού), τα δασικά υπολείμματα, ειδικές καλλιέργειες που καλλιεργούνται ειδικά για ενεργειακή χρήση (όπως το γρασίδι ή η ιτιά), τα οργανικά αστικά στερεά απόβλητα και τα ζωικά απόβλητα. Αυτός ο ανανεώσιμος πόρος μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή υδρογόνου, μαζί με άλλα υποπροϊόντα, με αεριοποίηση.

#### 2.1.2.2 Διαδικασία αεριοποίησης

Η αεριοποίηση είναι μια διεργασία που μετατρέπει οργανικά ή ορυκτά ανθρακούχα υλικά, σε υψηλές θερμοκρασίες (>700°C), χωρίς καύση, με ελεγχόμενη ποσότητα οξυγόνου ή/και ατμού, σε μονοξείδιο του άνθρακα, υδρογόνο και διοξείδιο του άνθρακα. Το μονοξείδιο του άνθρακα αντιδρά στη συνέχεια με το νερό για να σχηματίσει διοξείδιο του άνθρακα και περισσότερο υδρογόνο μέσω μιας αντίδρασης μετατόπισης νερού-αερίου. Προσοφητές ή ειδικές μεμβράνες μπορούν να διαχωρίσουν το υδρογόνο από αυτό το ρεύμα αερίου.

Απλοποιημένο παράδειγμα αντίδρασης



Αντίδραση μετατόπισης νερού-αερίου



#### 2.1.2.3 Πυρόλυση

Η πυρόλυση είναι η αεριοποίηση της βιομάζας απουσία οξυγόνου. Γενικά, η βιομάζα δεν αεριοποιείται τόσο εύκολα, όσο ο άνθρακας, και παράγει άλλες ενώσεις υδρογονανθράκων στο αέριο μείγμα που εξέρχεται από τον αεριοποιητή, ειδικά όταν δεν χρησιμοποιείται οξυγόνο. Για το λόγο αυτό, συνήθως πρέπει να γίνει ένα επιπλέον βήμα για την αναμόρφωση αυτών των υδρογονανθράκων με καταλύτη ώστε να προκύψει ένα καθαρό μίγμα αερίου σύνθεσης από υδρογόνο, μονοξείδιο του άνθρακα και διοξείδιο του άνθρακα. Στη συνέχεια, όπως και στη διαδικασία αεριοποίησης χρειάζεται ένα στάδιο αντίδρασης μετατόπισης (με ατμό) που μετατρέπει το μονοξείδιο του άνθρακα σε διοξείδιο του άνθρακα. Το παραγόμενο υδρογόνο διαχωρίζεται και καθαρίζεται.

#### 2.1.2.4 Προκλήσεις και έρευνα για την αεριοποίηση της βιομάζας

Οι βασικές προκλήσεις για την παραγωγή υδρογόνου μέσω αεριοποίησης βιομάζας αφορούν τη μείωση του κόστους που συνδέεται με τον κεφαλαιουχικό εξοπλισμό και τις πρώτες ύλες βιομάζας.

Αναφορικά με τη μείωση του κόστους κεφαλαίου οι έρευνες επικεντρώνονται:

- 1) Στην αντικατάσταση της κρυογονικής διαδικασίας που χρησιμοποιείται σήμερα για το διαχωρισμό του οξυγόνου από τον αέρα όταν χρησιμοποιείται οξυγόνο στον αεριοποιητή με νέα τεχνολογία μεμβρανών.
- 2) Στην ανάπτυξη νέων τεχνολογιών μεμβρανών για τον καλύτερο διαχωρισμό και καθαρισμό του υδρογόνου από το παραγόμενο αέριο (παρόμοια με την αεριοποίηση του άνθρακα).
- 3) Στην εντατικοποίηση της διαδικασίας (συνδυασμός σταδίων σε λιγότερες λειτουργίες).

Σχετικά με την έρευνα για τη μείωση του κόστους της πρώτης ύλης βιομάζας:

Οι βελτιωμένες γεωργικές πρακτικές και οι προσπάθειες αναπαραγωγής θα πρέπει να οδηγήσουν σε χαμηλό και σταθερό κόστος πρώτης ύλης.

Καθώς η αεριοποίηση της βιομάζας είναι μια ώριμη τεχνολογία, το κόστος της πρώτης ύλης και τα διδάγματα που θα αντληθούν από τις εμπορικές επιδείξεις θα καθορίσουν τις δυνατότητές της ως βιώσιμη οδός για ανταγωνιστική, ως προς το κόστος, παραγωγή υδρογόνου.

#### 2.1.3 Αναμόρφωση υγρών από βιομάζα

Τα υγρά που προέρχονται από πηγές βιομάζας -συμπεριλαμβανομένης της αιθανόλης και των βιοελαίων- μπορούν να αναμορφωθούν για την παραγωγή υδρογόνου με μια διαδικασία παρόμοια με την αναμόρφωση φυσικού αερίου. Μπορούν να μεταφερθούν ευκολότερα από τις πρώτες ύλες τους, επιτρέποντας την ημι-κεντρική παραγωγή ή ενδεχομένως την κατανεμημένη παραγωγή υδρογόνου σε σταθμούς καυσίμων.

##### 2.1.3.1 Διαδικασία αναμόρφωσης υγρών από βιομάζα

Οι πόροι βιομάζας μπορούν να μετατραπούν σε κυτταρινική αιθανόλη, βιοέλαια ή άλλα υγρά βιοκαύσιμα. Ορισμένα από αυτά τα υγρά μπορούν να μεταφερθούν με σχετικά χαμηλό κόστος σε σταθμό ανεφοδιασμού ή άλλο σημείο χρήσης και να αναμορφωθούν για την παραγωγή υδρογόνου. Άλλα (για παράδειγμα, βιοέλαια) μπορούν να αναμορφωθούν επιτόπου.

Η διαδικασία αναμόρφωσης υγρών που προέρχονται από βιομάζα σε υδρογόνο μοιάζει πολύ με την αναμόρφωση φυσικού αερίου και περιλαμβάνει τα ακόλουθα στάδια:

- Το υγρό καύσιμο αντιδρά με ατμό σε υψηλές θερμοκρασίες παρουσία καταλύτη για να παραχθεί ένα αέριο αναμορφωμένο που αποτελείται κυρίως από υδρογόνο, μονοξείδιο του άνθρακα και λίγο διοξείδιο του άνθρακα.
- Επιπλέον υδρογόνο και διοξείδιο του άνθρακα παράγονται με την αντίδραση του μονοξειδίου του άνθρακα (που δημιουργήθηκε στο πρώτο στάδιο) με ατμό υψηλής θερμοκρασίας στην "αντίδραση μετατόπισης νερού-αερίου".
- Τέλος, το υδρογόνο διαχωρίζεται και καθαρίζεται.

Αντίδραση αναμόρφωσης με ατμό (αιθανόλη)



Αντίδραση μετατόπισης νερού-αερίου



Τα υγρά που προέρχονται από βιομάζα, όπως η αιθανόλη και τα βιοέλαια, μπορούν να παραχθούν σε μεγάλες, κεντρικές εγκαταστάσεις που βρίσκονται κοντά στην πηγή βιομάζας, ώστε να επωφεληθούν από τις οικονομίες κλίμακας και να μειωθεί το κόστος μεταφοράς της στερεάς πρώτης ύλης. Τα υγρά έχουν υψηλή ενεργειακή πυκνότητα και, με κάποια αναβάθμιση, μπορούν να μεταφερθούν με μία ελάχιστη νέα υποδομή για την παράδοσή τους και με σχετικά χαμηλό κόστος σε καταναμημένους σταθμούς ανεφοδιασμού, ημικεντρικές εγκαταστάσεις παραγωγής ή σε κύριους ενεργειακούς χώρους ειδικούς στην αναμόρφωση υδρογόνου.

2.1.3.2 Έρευνες σχετικές με την αναβάθμιση της διαδικασίας αναμόρφωσης υγρών από βιομάζα

Παρόλο που η αναμόρφωση υγρών που προέρχονται από βιομάζα είναι μια διαδικασία που μοιάζει πολύ με την αναμόρφωση φυσικού αερίου (μια σχετικά ώριμη τεχνολογία), τα υγρά που προέρχονται από βιομάζα αποτελούνται από μεγαλύτερα μόρια με περισσότερα άτομα άνθρακα από ό,τι το φυσικό αέριο, γεγονός που καθιστά πιο δύσκολη τη μορφοποίησή τους. Απαιτείται έρευνα για τον εντοπισμό καλύτερων καταλυτών για τη βελτίωση των αποδόσεων και της επιλεκτικότητας.

Άλλες προκλήσεις παρόμοιες με αυτές της αναμόρφωσης φυσικού αερίου περιλαμβάνουν:

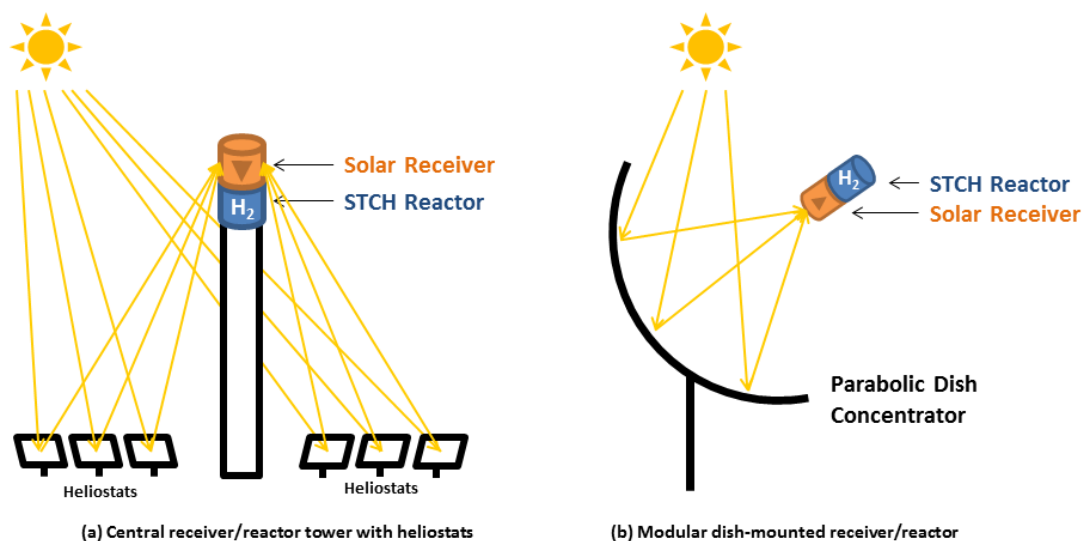
- 1) Τη μείωση του κόστους των υγρών που προέρχονται από βιομάζα (έρευνα που διεξάγεται από το Γραφείο Ενεργειακής Απόδοσης και Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας του DOE -Γραφείο Βιοενεργειακών Τεχνολογιών)

- 2) Τη μείωση του κόστους του κεφαλαιουχικού εξοπλισμού, καθώς και του κόστους λειτουργίας και συντήρησης, και τη βελτίωση της αποδοτικότητας της όλης διαδικασίας.

#### 2.1.4 Θερμοχημική διάσπαση νερού – Solar thermochemical hydrogen (STCH).

Οι θερμοχημικές διεργασίες διάσπασης του νερού χρησιμοποιούν θερμότητα υψηλής θερμοκρασίας (500°-2.000°C) για να οδηγήσουν μια σειρά χημικών αντιδράσεων που παράγουν υδρογόνο. Οι χημικές ουσίες που χρησιμοποιούνται στη διαδικασία επαναχρησιμοποιούνται σε κάθε κύκλο, δημιουργώντας έναν κλειστό κύκλο που καταναλώνει μόνο νερό και παράγει υδρογόνο και οξυγόνο. Οι απαραίτητες υψηλές θερμοκρασίες μπορούν να παραχθούν με τους ακόλουθους τρόπους:

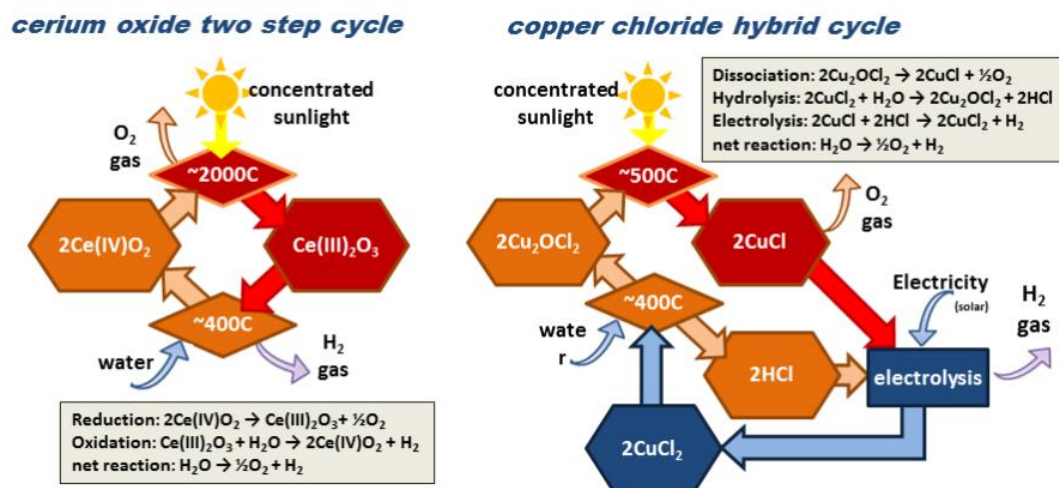
- Συγκέντρωση του ηλιακού φωτός σε έναν πύργο αντιδραστήρα χρησιμοποιώντας ένα πεδίο από κάτοπτρα "ηλιοστάτες", όπως απεικονίζεται στην εικόνα 5. Για περισσότερες πληροφορίες, ανατρέξτε στο κεφάλαιο 5 της μελέτης SunShot Vision.
- Χρήση απορριπτόμενης θερμότητας από προηγμένους πυρηνικούς αντιδραστήρες. Για περισσότερες πληροφορίες, βλ. το Σχέδιο E&A για το πυρηνικό υδρογόνο του Υπουργείου Ενέργειας των ΗΠΑ.



Εικόνα 5: Τρόποι συγκέντρωσης ηλιακής ακτινοβολίας στην θερμοχημική διάσπαση νερού

Έχουν διερευνηθεί πολυάριθμοι ηλιακοί θερμοχημικοί κύκλοι διάσπασης νερού για την παραγωγή υδρογόνου, καθένας με διαφορετικά σετ συνθηκών λειτουργίας, τεχνικών προκλήσεων και ευκαιριών παραγωγής υδρογόνου. Στη βιβλιογραφία περιγράφονται περισσότεροι από 300 κύκλοι διάσπασης νερού..

Δύο παραδείγματα θερμοχημικών κύκλων διάσπασης νερού είναι: ο "άμεσος" θερμικός κύκλος δύο σταδίων του οξειδίου του δημητρίου και ο "υβριδικός" κύκλος χλωριούχου χαλκού που απεικονίζονται παρακάτω. Συνήθως οι άμεσοι κύκλοι είναι λιγότερο πολύπλοκοι με λιγότερα στάδια, αλλά απαιτούν υψηλότερες θερμοκρασίες λειτουργίας σε σύγκριση με τους πιο πολύπλοκους υβριδικούς κύκλους.



Εικόνα 6: Παραδείγματα Θερμοχημικών κύκλων διάσπασης νερού

#### 2.1.4.1 Έρευνα και προκλήσεις για την θερμοχημική διάσπαση του νερού

Οι προκλήσεις σχετικά με την έρευνα, ανάπτυξη και επίδειξη των εμπορικά βιώσιμων θερμοχημικών κύκλων και αντιδραστήρων οδηγούν στην ανάγκη:

- Βελτίωσης της αποδοτικότητας και της ανθεκτικότητας των αντιδρώντων υλικών στους θερμοχημικούς κύκλους.
- Ανάπτυξης αποδοτικών και στιβαρών σχεδιασμών αντιδραστήρων που θα είναι συμβατοί με υψηλές θερμοκρασίες και θερμική ανακύκλωση.
- Μείωσης του κόστους των συστημάτων συγκεντρωτικών κατόπτρων για τα ηλιακά θερμοχημικά συστήματα.

Η πρόοδος στον τομέα αυτό είναι συναρπαστική, αξιοποιώντας συνέργειες με τις τεχνολογίες συγκεντρωμένης ηλιακής ενέργειας και με τις αναδυόμενες τεχνολογίες παραγωγής ηλιακών κυψελών.

#### 2.2 Μέθοδοι Ηλεκτρόλυσης

Η ηλεκτρόλυση είναι μια πολλά υποσχόμενη επιλογή για την παραγωγή υδρογόνου χωρίς άνθρακα από ανανεώσιμες και πυρηνικές πηγές. Η ηλεκτρόλυση είναι η διαδικασία χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας για τη διάσπαση του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο. Η αντίδραση αυτή λαμβάνει χώρα σε μια μονάδα που ονομάζεται ηλεκτρολύτης. Οι ηλεκτρολύτες μπορούν να κυμαίνονται σε μέγεθος από μικρό εξοπλισμό σε μέγεθος συσκευής που είναι κατάλληλος για τη μικρής κλίμακας κατανομημένη παραγωγή υδρογόνου έως μεγάλες κεντρικές εγκαταστάσεις

παραγωγής που θα μπορούσαν να συνδεθούν άμεσα με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ή άλλες μορφές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που δεν εκπέμπουν αέρια του θερμοκηπίου.

Όπως και οι κυψέλες καυσίμου, οι ηλεκτρολύτες αποτελούνται από μια άνοδο και μια κάθοδο που χωρίζονται από έναν ηλεκτρολύτη. Οι διάφοροι ηλεκτρολύτες λειτουργούν με διαφορετικούς τρόπους, κυρίως λόγω του διαφορετικού τύπου του υλικού του ηλεκτρολύτη που εμπλέκεται και των ιοντικών ειδών που μεταφέρει.

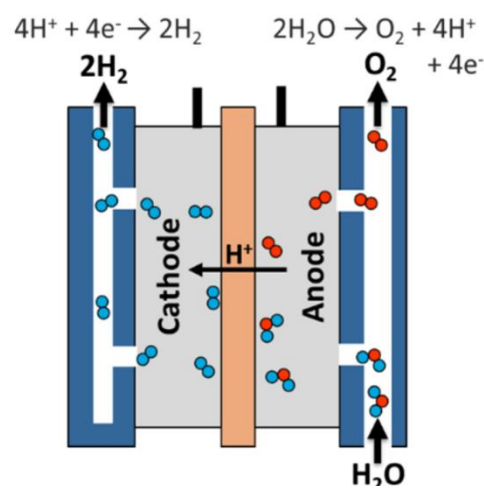
### 2.2.1 Μεμβράνη πολυμερούς ηλεκτρολύτη - PEM – Polymer Electrolyte Membrane

Σε έναν ηλεκτρολύτη με μεμβράνη πολυμερούς ηλεκτρολύτη (PEM), ο ηλεκτρολύτης είναι ένα στερεό ειδικό πλαστικό υλικό.

Το νερό αντιδρά στην άνοδο σχηματίζοντας οξυγόνο και θετικά φορτισμένα ιόντα υδρογόνου (πρωτόνια).

Τα ηλεκτρόνια ρέουν μέσω ενός εξωτερικού κυκλώματος και τα ιόντα υδρογόνου μετακινούνται επιλεκτικά μέσω της PEM προς την κάθοδο.

Στην κάθοδο, τα ιόντα υδρογόνου συνδυάζονται με ηλεκτρόνια από το εξωτερικό κύκλωμα για να σχηματίσουν αέριο υδρογόνο. Αντίδραση ανόδου:  $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{O}_2 + 4\text{H}^+ + 4\text{e}^-$  Αντίδραση καθόδου:  $4\text{H}^+ + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{H}_2$



Εικόνα 7: PEM Ηλεκτρολύτης

### 2.2.2 Αλκαλικοί ηλεκτρολύτες

Οι αλκαλικοί ηλεκτρολύτες λειτουργούν με μεταφορά ιόντων υδροξειδίου ( $\text{OH}^-$ ) μέσω του ηλεκτρολύτη από την κάθοδο στην άνοδο, με το υδρογόνο να παράγεται στην πλευρά της καθόδου. Οι ηλεκτρολύτες που χρησιμοποιούν υγρό αλκαλικό διάλυμα υδροξειδίου του νατρίου ή του καλίου ως ηλεκτρολύτη είναι διαθέσιμοι στο εμπόριο εδώ και πολλά χρόνια. Υπάρχουν όμως και νεότερες προσεγγίσεις που χρησιμοποιούν ως ηλεκτρολύτη στερεές μεμβράνες αλκαλικής ανταλλαγής (AEM) και είναι πολλά υποσχόμενες σε εργαστηριακή κλίμακα.

### 2.2.3 Ηλεκτρολύτες στερεού οξειδίου



Οι ηλεκτρολύτες στερεού οξειδίου, χρησιμοποιούν ένα στερεό κεραμικό υλικό ως ηλεκτρολύτη που οδηγεί επιλεκτικά αρνητικά φορτισμένα ιόντα οξυγόνου (O<sup>2-</sup>) σε υψηλές θερμοκρασίες, παράγοντας υδρογόνο με ελαφρώς διαφορετικό τρόπο.

- Ο ατμός στην κάθοδο συνδυάζεται με ηλεκτρόνια από το εξωτερικό κύκλωμα για να σχηματίσει αέριο υδρογόνο και αρνητικά φορτισμένα ιόντα οξυγόνου.
- Τα ιόντα οξυγόνου διέρχονται από τη στερεή κεραμική μεμβράνη και αντιδρούν στην άνοδο για να σχηματίσουν αέριο οξυγόνο και να παράγουν ηλεκτρόνια για το εξωτερικό κύκλωμα.

Οι ηλεκτρολύτες στερεού οξειδίου πρέπει να λειτουργούν σε θερμοκρασίες αρκετά υψηλές ώστε οι μεμβράνες να λειτουργούν σωστά (περίπου 700°-800°C, σε σύγκριση με τους ηλεκτρολύτες PEM, οι οποίοι λειτουργούν στους 70°-90°C, και τους εμπορικούς αλκαλικούς ηλεκτρολύτες, οι οποίοι συνήθως λειτουργούν σε λιγότερο από 100°C). Οι προηγμένοι ηλεκτρολύτες στερεού οξειδίου εργαστηριακής κλίμακας που βασίζονται σε κεραμικούς ηλεκτρολύτες που οδηγούν πρωτόνια υπόσχονται μείωση της θερμοκρασίας λειτουργίας στους 500°-600°C. Οι ηλεκτρολύτες στερεού οξειδίου μπορούν να χρησιμοποιήσουν αποτελεσματικά τη θερμότητα που είναι διαθέσιμη σε αυτές τις υψηλές θερμοκρασίες (από διάφορες πηγές, συμπεριλαμβανομένης της πυρηνικής ενέργειας) για να μειώσουν την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται για την παραγωγή υδρογόνου από το νερό.

Η ηλεκτρόλυση αποτελεί κορυφαία οδό παραγωγής υδρογόνου για την επίτευξη του στόχου του Hydrogen Energy Earthshot για τη μείωση του κόστους του καθαρού υδρογόνου κατά 80% σε 1 δολάριο ανά 1 κιλό σε μία δεκαετία ("1 1 1"). Το υδρογόνο που παράγεται μέσω ηλεκτρόλυσης μπορεί να οδηγήσει σε μηδενικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, ανάλογα με την πηγή της ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται. Η πηγή της απαιτούμενης ηλεκτρικής ενέργειας - συμπεριλαμβανομένου του κόστους και της αποδοτικότητάς της, καθώς και των εκπομπών που προκύπτουν από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας- πρέπει να λαμβάνεται υπόψη κατά την αξιολόγηση των πλεονεκτημάτων και της οικονομικής βιωσιμότητας της παραγωγής υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης. Σε πολλές περιοχές της χώρας, το σημερινό ηλεκτρικό δίκτυο δεν είναι ιδανικό για την παροχή της ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται για την ηλεκτρόλυση, λόγω των αερίων του θερμοκηπίου που εκλύονται και της ποσότητας καυσίμου που απαιτείται λόγω της χαμηλής απόδοσης της διαδικασίας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η παραγωγή υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης επιδιώκεται για ανανεώσιμες (αιολική, ηλιακή, υδροηλεκτρική, γεωθερμική) και πυρηνικές ενεργειακές επιλογές. Αυτές οι οδοί παραγωγής υδρογόνου έχουν ως αποτέλεσμα σχεδόν μηδενικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και ρύπων - ωστόσο, το κόστος παραγωγής πρέπει να μειωθεί σημαντικά για να είναι ανταγωνιστικό σε σχέση με πιο ώριμες οδούς που βασίζονται στον άνθρακα, όπως η αναμόρφωση φυσικού αερίου.

#### 2.2.4 Ηλεκτρόλυση με ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές

Η παραγωγή υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης μπορεί να προσφέρει δυνατότητες συνέργειας με τη δυναμική και αδιάλειπτη παραγωγή ενέργειας, χαρακτηριστικό ορισμένων τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Για παράδειγμα, αν και το κόστος της αιολικής ενέργειας έχει συνεχίσει να μειώνεται, η εγγενής μεταβλητότητα του ανέμου αποτελεί εμπόδιο για την αποτελεσματική χρήση της αιολικής ενέργειας. Η παραγωγή καυσίμου υδρογόνου και ηλεκτρικής ενέργειας θα μπορούσε να ενσωματωθεί σε ένα αιολικό πάρκο, επιτρέποντας την ευελιξία μετατόπισης της παραγωγής ώστε να ταιριάζει καλύτερα η διαθεσιμότητα των πόρων με τις λειτουργικές ανάγκες του συστήματος και τους παράγοντες της αγοράς. Επίσης, σε περιόδους πλεονάζουσας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα, αντί να περιορίζεται η ηλεκτρική ενέργεια, όπως συνήθως γίνεται, είναι δυνατόν να χρησιμοποιηθεί αυτή η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια για την παραγωγή υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης.

Είναι σημαντικό να σημειωθεί...

- Η σημερινή ηλεκτρική ενέργεια του δικτύου δεν είναι η ιδανική πηγή ηλεκτρικής ενέργειας για την ηλεκτρόλυση, επειδή το μεγαλύτερο μέρος της ηλεκτρικής ενέργειας παράγεται με τεχνολογίες που έχουν ως αποτέλεσμα εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και είναι ενεργοβόρες. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με τη χρήση τεχνολογιών ανανεώσιμης ή πυρηνικής ενέργειας, είτε ξεχωριστά από το δίκτυο είτε ως αυξανόμενο τμήμα του μείγματος του δικτύου, είναι μια πιθανή επιλογή για την υπέρβαση αυτών των περιορισμών για την παραγωγή υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης.
- Το Υπουργείο Ενέργειας των ΗΠΑ και άλλοι φορείς συνεχίζουν τις προσπάθειες για τη μείωση του κόστους της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με βάση τις ανανεώσιμες πηγές και την ανάπτυξη αποδοτικότερης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με βάση τα ορυκτά καύσιμα με δέσμευση, χρήση και αποθήκευση άνθρακα. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με βάση τον άνεμο, για παράδειγμα, αυξάνεται με ταχείς ρυθμούς παγκοσμίως.

#### 2.2.5 Στόχοι και προκλήσεις για τον τομέα της ηλεκτρόλυσης

1. Επίτευξη του στόχου του Hydrogen Shot για το κόστος του καθαρού υδρογόνου που είναι 1 \$/kg H<sub>2</sub> μέχρι το 2030 (και του ενδιάμεσου στόχου των 2 \$/kg H<sub>2</sub> μέχρι το 2025) μέσω της καλύτερης κατανόησης των συμβιβασμών απόδοσης, κόστους και ανθεκτικότητας των συστημάτων ηλεκτρολύτων υπό προβλεπόμενες μελλοντικές δυναμικές καταστάσεις λειτουργίας με χρήση ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς CO<sub>2</sub>.
2. Μείωση του κόστους κεφαλαίου της μονάδας ηλεκτρολύτη και του υπόλοιπου συστήματος.

3. Βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης για τη μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε υδρογόνο σε ένα ευρύ φάσμα συνθηκών λειτουργίας.
4. Αύξηση της κατανόησης των διεργασιών υποβάθμισης της κυψέλης και της στοίβας του ηλεκτρολύτη για ανάπτυξη στρατηγικών μετριασμού για την αύξηση της λειτουργικής διάρκειας ζωής.

### 2.3 Φωτόλυση- Διάσπαση νερού με άμεση ακτινοβολία

Οι διεργασίες διάσπασης νερού με άμεση ηλιακή ακτινοβολία, ή αλλιώς φωτολυτικές διεργασίες, χρησιμοποιούν την ενέργεια του φωτός για να διασπάσουν το νερό σε υδρογόνο και οξυγόνο. Αυτές οι διεργασίες βρίσκονται επί του παρόντος σε διάφορα πρώιμα στάδια έρευνας, αλλά προσφέρουν μακροπρόθεσμες δυνατότητες για βιώσιμη παραγωγή υδρογόνου με χαμηλές περιβαλλοντικές επιπτώσεις.

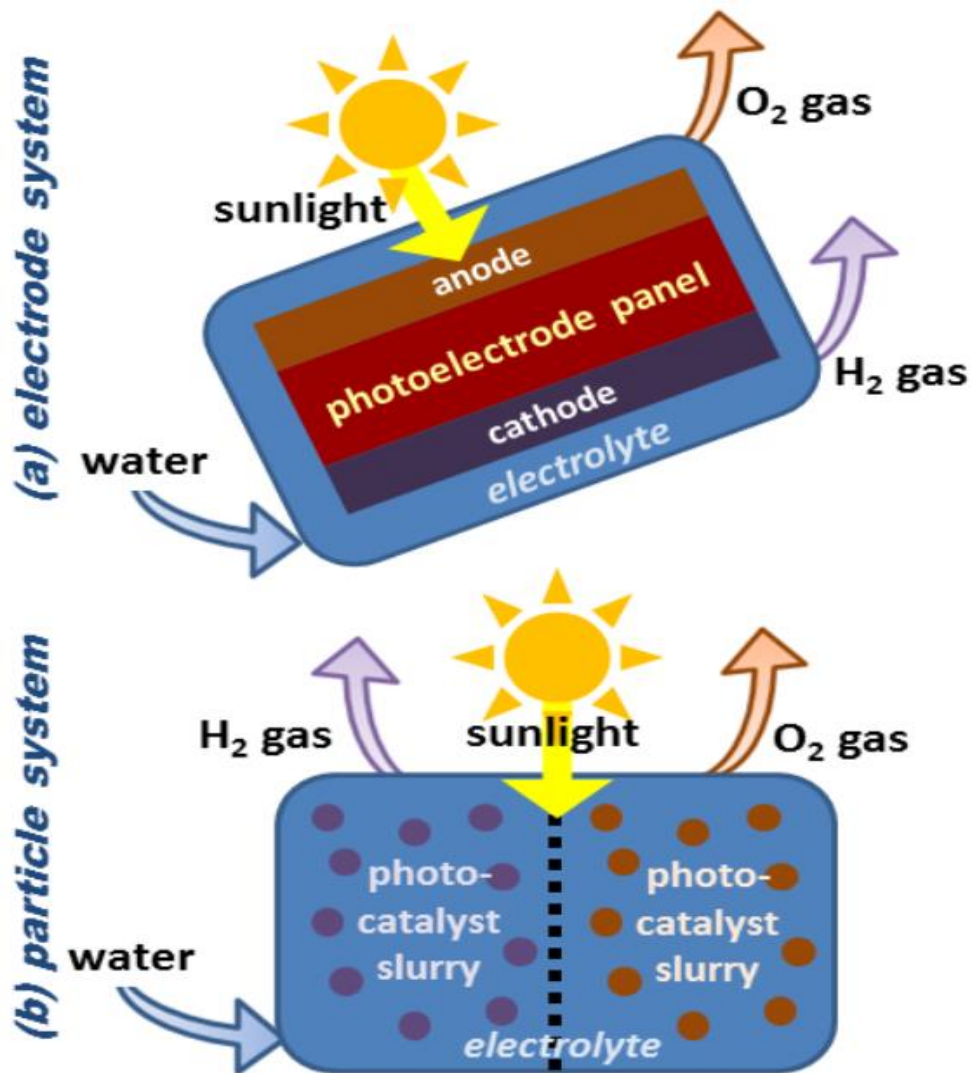
#### 2.3.1 Φωτοηλεκτροχημική διάσπαση νερού – Photoelectrochemical (PEC)

Στη φωτοηλεκτροχημική διάσπαση νερού (PEC), το υδρογόνο παράγεται από το νερό με τη χρήση του ηλιακού φωτός και εξειδικευμένων ημιαγωγών που ονομάζονται φωτοηλεκτροχημικά υλικά, τα οποία χρησιμοποιούν την ενέργεια του φωτός για την άμεση διάσπαση των μορίων του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο. Πρόκειται για μια μακροπρόθεσμη τεχνολογική οδό, με δυνατότητα χαμηλών ή μηδενικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου

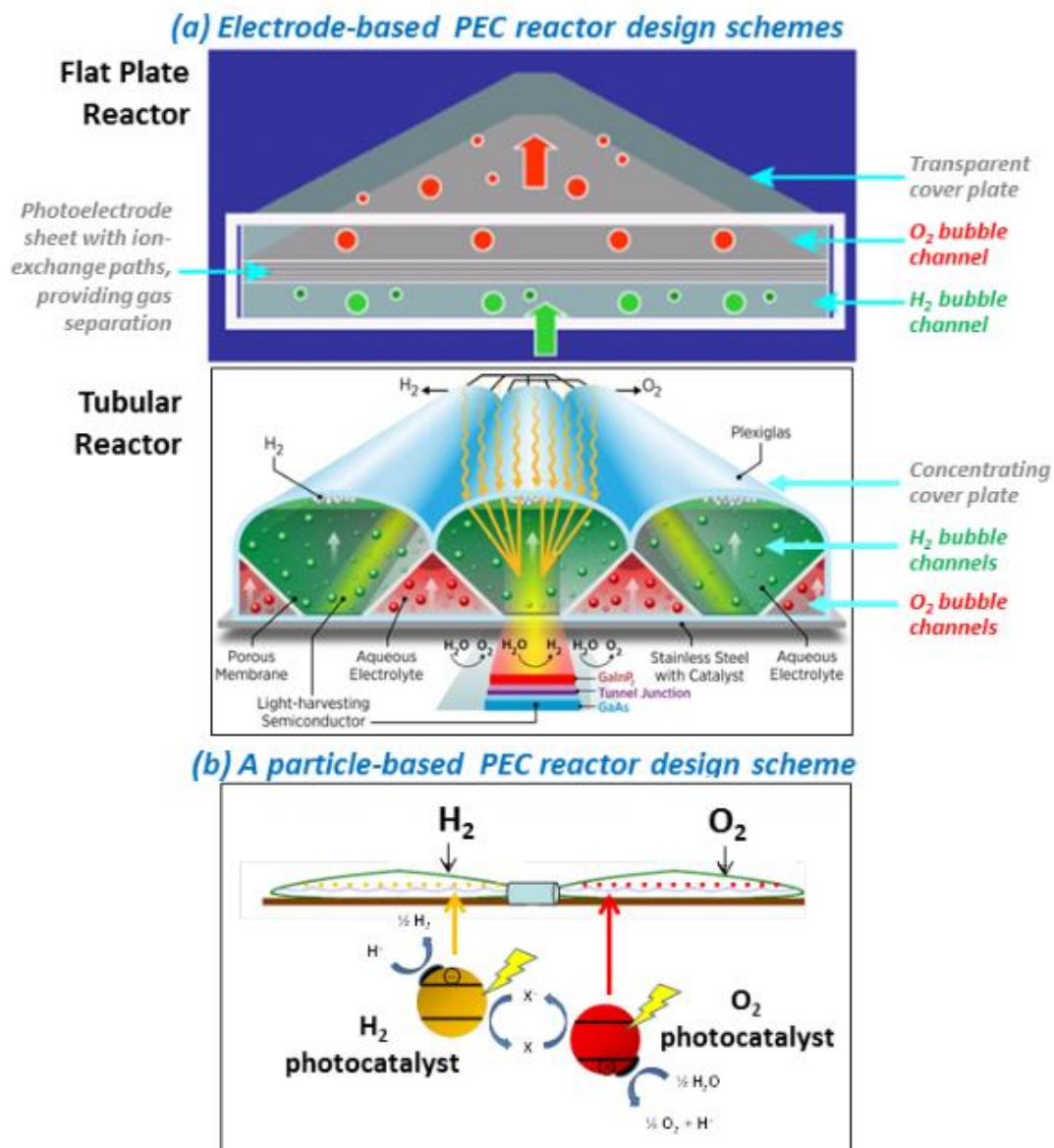
##### 2.3.1.1 Διαδικασία φωτοηλεκτροχημικής διάσπασης

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω στη διαδικασία διάσπασης νερού PEC χρησιμοποιούνται υλικά ημιαγωγών για τη μετατροπή της ηλιακής ενέργειας απευθείας σε χημική ενέργεια με τη μορφή υδρογόνου. Τα υλικά ημιαγωγών που χρησιμοποιούνται στη διαδικασία PEC είναι παρόμοια με εκείνα που χρησιμοποιούνται στη φωτοβολταϊκή παραγωγή ηλιακής ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά στις εφαρμογές PEC ο ημιαγωγός βυθίζεται σε ηλεκτρολύτη με βάση το νερό, όπου το ηλιακό φως ενεργοποιεί τη διαδικασία διάσπασης νερού.

Οι αντιδραστήρες PEC μπορούν να κατασκευαστούν σε μορφή πάνελ (παρόμοια με τα φωτοβολταϊκά πάνελ) ως συστήματα ηλεκτροδίων ή ως συστήματα αιρούμενων σωματιδίων, κάθε προσέγγιση με τα δικά της πλεονεκτήματα και προκλήσεις (Εικόνα 8).



Εικόνα 8: Δύο διαφορετικές προσεγγίσεις για αντιδραστήρες παραγωγής PEC: α) συστήματα ηλεκτροδίων παρόμοια με τα επίπεδα φωτοβολταϊκά πάνελ- και β) συστήματα σωματιδίων που αποτελούνται από αιωρήματα σωματιδίων ημιαγωγών PEC.



Εικόνα 9: Σχεδιασμός αντιδραστήρα PEC διάσπασης . (α) συστήματα ηλεκτροδίων, συμπεριλαμβανομένων μιας επίπεδης πλάκας και ενός σωληνοειδούς αντιδραστήρα (παρέχοντας μέτρια συγκέντρωση ηλιακής ακτινοβολίας σε μια λωρίδα ηλεκτροδίων)- και β) αντιδραστήρας σωματιδίων διπλής στρώσης καλυμμένος με πλαστική "σακούλα", με ευρέως διατεταγμένα σωματίδια φωτοκαταλύτη.

### 2.3.1.2 Έρευνες και νέες προκλήσεις

Για τη βιωσιμότητα της αγοράς απαιτούνται συνεχείς βελτιώσεις όσον αφορά την αποδοτικότητα, την αντοχή και το κόστος. Η τρέχουσα έρευνα και ανάπτυξη υλικών, διατάξεων και συστημάτων PEC σημειώνει σημαντικά βήματα, επωφελούμενη από τις ισχυρές συνέργειες με τις σύγχρονες ερευνητικές προσπάθειες στα φωτοβολταϊκά, τις νανοτεχνολογίες και τα υπολογιστικά υλικά.

Οι αποδόσεις βελτιώνονται μέσω της ενισχυμένης απορρόφησης του ηλιακού φωτός και της καλύτερης επιφανειακής κατάλυσης.

Η ανθεκτικότητα και η διάρκεια ζωής βελτιώνονται με πιο ανθεκτικά υλικά και προστατευτικές επιφανειακές επιστρώσεις.

Το κόστος παραγωγής υδρογόνου μειώνεται μέσω της μείωσης του κόστους των υλικών και της επεξεργασίας τους.

### 2.3.2 Φωτοβιολογική διάσπαση νερού

#### 2.3.2.1 Διαδικασία φωτοβιολογικής διάσπασης

Η φωτοβιολογική διαδικασία παραγωγής υδρογόνου χρησιμοποιεί μικροοργανισμούς και το ηλιακό φως για να μετατρέψει το νερό, και μερικές φορές την οργανική ύλη, σε υδρογόνο. Πρόκειται για μια πιο μακροπρόθεσμη τεχνολογική οδό που βρίσκεται στα αρχικά στάδια της έρευνας για βιώσιμη παραγωγή υδρογόνου με χαμηλές περιβαλλοντικές επιπτώσεις.

Στα φωτολυτικά βιολογικά συστήματα, οι μικροοργανισμοί -όπως η πράσινη μικροάλγη ή τα κυανοβακτήρια- χρησιμοποιούν το φως του ήλιου για να διασπάσουν το νερό σε οξυγόνο και ιόντα υδρογόνου. Τα ιόντα υδρογόνου μπορούν να συνδυαστούν μέσω άμεσων ή έμμεσων οδών και να απελευθερωθούν ως αέριο υδρογόνο. Οι προκλήσεις αυτής της μεθόδου περιλαμβάνουν αύξηση των χαμηλών ρυθμών παραγωγής υδρογόνου και περιορισμό του γεγονότος ότι η διάσπαση του νερού παράγει επίσης οξυγόνο, το οποίο καταστέλλει γρήγορα την αντίδραση παραγωγής υδρογόνου και μπορεί να αποτελέσει ζήτημα ασφάλειας όταν αυτό αναμιγνύεται με υδρογόνο σε ορισμένες συγκεντρώσεις.

Ορισμένα φωτοσυνθετικά μικρόβια χρησιμοποιούν το ηλιακό φως ως κινητήριο μοχλό για να διασπάσουν οργανική ύλη, απελευθερώνοντας υδρογόνο. Αυτό είναι γνωστό ως φωτοζυμωτική παραγωγή υδρογόνου. Ορισμένες από τις σημαντικότερες προκλήσεις αυτής της μεθόδου περιλαμβάνουν τον πολύ χαμηλό ρυθμό παραγωγής υδρογόνου και την χαμηλή απόδοση της ηλιακής ενέργειας σε υδρογόνο, καθιστώντας την προς το παρόν εμπορικά μη βιώσιμη.

#### 2.3.2.2 Έρευνες και νέες προκλήσεις

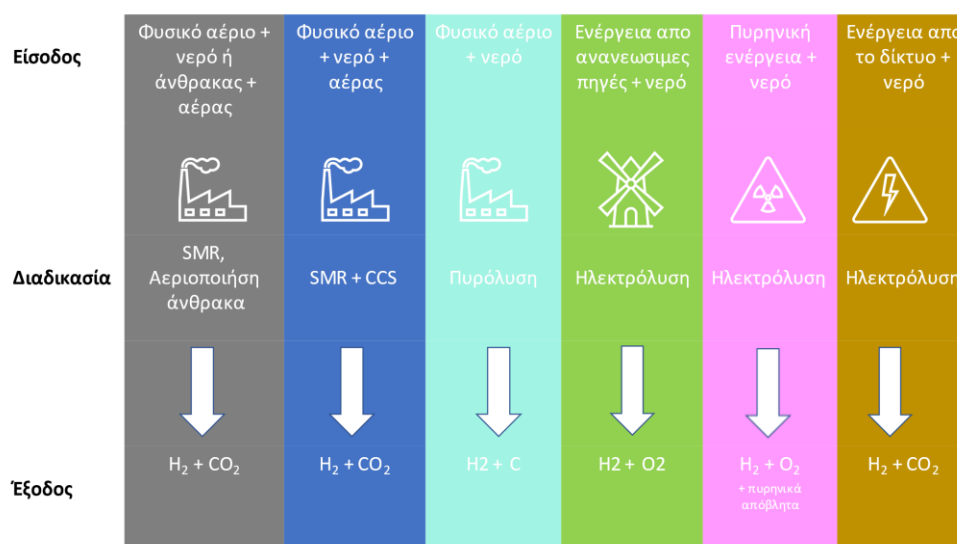
Η έρευνα στον τομέα του φωτοβιολογικού υδρογόνου έχει προχωρήσει τα τελευταία χρόνια, αν και βρίσκεται ακόμη σε αρχικό στάδιο. Στόχος των ερευνητών είναι :

- Η βελτίωση της δραστηριότητας των ενζύμων που παράγουν το υδρογόνο, καθώς και των μεταβολικών μονοπατιών που απαιτούνται για τις αντιδράσεις, ώστε να αυξηθούν οι ρυθμοί παραγωγής υδρογόνου.
- Η ανάπτυξη στελεχών που μπορούν να χρησιμοποιούν αποτελεσματικά το ηλιακό φως και άλλες εισροές για την αύξηση των αποδόσεων υδρογόνου.
- Η ανάπτυξη στελεχών και διαμορφώσεων αντιδραστήρων που μπορούν τελικά να χρησιμοποιηθούν σε μεγάλη κλίμακα για την εμπορική παραγωγή υδρογόνου.



Πίνακας 2: Συνοπτική παρουσίαση πλεονεκτημάτων και μειονεκτημάτων των τεχνολογιών παραγωγής υδρογόνου

| Διαδικασία                                      | Πλεονεκτήματα  | Μειονεκτήματα   |
|---|--|---|
| Αναμόρφωση αερίου (SMR)                         | Ανεπτυγμένη τεχνολογία στις βιομηχανικές εφαρμογές ; Υπάρχουν υποδομές<br>Δεν απαιτείται οξυγόνο<br>Χαμηλή θερμοκρασία λειτουργίας<br>Καλή αναλογία H <sub>2</sub> /CO | Εκπομπές CO <sub>2</sub>  |
| Μερική οξείδωση (Partial oxidation)             | Μικρή απαίτηση αποθείωσης<br>Χωρίς καταλύτη<br>Μικρή ολίσηση μεθανίου<br>Υπαρκτές υποδομές και ανεπτυγμένη τεχνολογία  | Χαμηλή αναλογία H <sub>2</sub> /CO<br>Υψηλή θερμοκρασία λειτουργίας<br>Πολύπλοκη διαδικασία χειρισμού                       |
| Αυτοθερμική αναμόρφωση (Autothermal reforming ) | Χαμηλή θερμοκρασία λειτουργίας συγκριτικά με την διαδικασία μερικής οξείδωσης<br>Μικρή ολίσηση μεθανίου<br>Υπαρκτές υποδομές και ανεπτυγμένη τεχνολογία                | Απαιτείται αέρας και οξυγόνο<br>Νέα τεχνολογία  |
| Πυρόλυση βιομάζας                               | Άφθονη και φτηνή πρώτη ύλη<br>Ουδέτερες εκπομπές CO <sub>2</sub>   | Σχηματισμός πίσσας<br>Η περιεκτικότητα σε H <sub>2</sub> εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα και τις ακαθαρσίες της πρώτης ύλης  |
| Αεριοποίηση βιομάζας                            | Άφθονη και φτηνή πρώτη ύλη; Ουδέτερες εκπομπές CO <sub>2</sub>   | Σχηματισμός πίσσας-<br>η περιεκτικότητα σε H <sub>2</sub> εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα και τις ακαθαρσίες της πρώτης ύλης |
| Φωτοβιολογική διάσπαση νερού                    | Το παραπροϊόν είναι O <sub>2</sub> - το CO <sub>2</sub> καταναλώνεται-<br>Λειτουργεί υπό ήπιες συνθήκες<br>Άφθονη παροχή νερού   | Απαίτηση μεγάλης επιφάνειας<br>Διαχωρίζεται το νερό απο το οξυγόνο  |



Εικόνα 10: Παρουσίαση διαδικασίας παραγωγής ανά απόχρωση υδρογόνου

### 3. Δέσμευση και αποθήκευση διοξειδίου του άνθρακα (CCS)

Η CCS (Carbon Capture and Storage) αφορά στη δέσμευση του διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) από σταθμούς παραγωγής ηλεκτρισμού ή βιομηχανικές

εγκαταστάσεις, τη μεταφορά του σε προκαθορισμένες τοποθεσίες, και την έγχυσή του σε γεωλογικούς σχηματισμούς από τους οποίους δεν μπορεί να διαφύγει. Οι κατάλληλοι γεωλογικοί σχηματισμοί μπορεί να είναι υπεράκτιοι ή χερσαίοι, για παράδειγμα σε εξαντλημένα κοιτάσματα πετρελαίου ή φυσικού αερίου, ή σε θαλάσσια υδροφόρα στρώματα, και αρκετά χιλιόμετρα κάτω από το έδαφος ή την επιφάνεια της θάλασσας(Εικόνα 14) .

Η Ευρώπη αναγνωρίζεται ως ένας από τους παγκόσμιους ηγέτες στην ανάπτυξη τεχνολογιών CCS. Οι ίδιες οι διαδικασίες (δέσμευση, μεταφορά και αποθήκευση) δεν είναι καινούριες. Η δέσμευση και αποθήκευση CO<sub>2</sub> υλοποιείται στη Νορβηγία, στο κοιτάσμα αερίου Sleipner, από το 1996. Στις ΗΠΑ και τον Καναδά υπάρχουν χιλιάδες χιλιόμετρα αγωγών CO<sub>2</sub>. Βασική πρόκληση είναι η ένταξη της δέσμευσης, μεταφοράς και αποθήκευσης σε μια ενιαία αλυσίδα σε εμπορική κλίμακα, σε σταθμούς παραγωγής ηλεκτρισμού και βιομηχανικές εγκαταστάσεις. Η πρόκληση αντιμετωπίζεται σε εμπορικής κλίμακας προγράμματα επίδειξης που συγχρηματοδοτούνται από την ΕΕ.

### 3.1 Η Οδηγία

Η Οδηγία 2009/31/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 23ης Απριλίου 2009 θεσπίζει ένα στιβαρό νομικό πλαίσιο για την ασφαλή γεωλογική αποθήκευση CO<sub>2</sub>, ορίζοντας υψηλά πρότυπα που έχουν σχεδιαστεί τόσο για να διασφαλίζουν την ασφάλεια όσο και να βοηθούν την Ευρώπη να εκπληρώσει τους στόχους της στον αγώνα κατά της κλιματικής αλλαγής. Δίνει προτεραιότητα στην προστασία του περιβάλλοντος και της ανθρώπινης υγείας, με στόχο την ελαχιστοποίηση των κινδύνων και την απαλοιφή τυχόν αρνητικών επιπτώσεων. Η Οδηγία εστιάζει στο θέμα της αποθήκευσης στα πλαίσια της αλυσίδας CCS – η δέσμευση και μεταφορά καλύπτονται από άλλη νομοθεσία της ΕΕ.

### 3.2 Επιλογή ασφαλών σημείων αποθήκευσης

Τα κράτη μέλη της ΕΕ είναι ελεύθερα να αποφασίζουν εάν θα επιτρέπουν τη γεωλογική αποθήκευση CO<sub>2</sub> στις επικράτειές τους. Εάν μια χώρα επιλέξει να επιτρέψει τη δραστηριότητα αυτή στην επικράτειά της, θα πρέπει να συμμορφώνεται με την Οδηγία. Θα πρέπει να αξιολογεί τη διαθέσιμη χωρητικότητα αποθήκευσης σε συγκεκριμένες περιφέρειες ή σε ολόκληρη την επικράτεια, καθώς επίσης και εάν θα επιτρέψει την εξερεύνηση. Δεν επιτρέπεται η εξερεύνηση χωρίς άδεια, και οι άδειες θα πρέπει να χορηγούνται με κριτήρια διαφάνειας και αντικειμενικότητας. Θα πρέπει να καλύπτουν περιορισμένη έκταση και να μη διαρκούν περισσότερο από το χρόνο που απαιτείται για την εξερεύνηση, παρότι θα μπορούν να παρατείνονται εάν απαιτείται για την ολοκλήρωση της εν λόγω εξερεύνησης.



Η απόφαση για το εάν ένας γεωλογικός σχηματισμός είναι κατάλληλος για χρήση ως τόπος αποθήκευσης θα πρέπει να βασίζεται σε ενδεδειγμένη χαρακτηρισμό και αξιολόγηση του δυνητικού συγκροτήματος αποθήκευσης και της γύρω περιοχής. Θα πρέπει να εφαρμόζονται τα κριτήρια που ορίζονται στην Οδηγία. Σε αυτά περιλαμβάνεται η ανάπτυξη ηλεκτρονικών μοντέλων και προσομοιώσεων της έγχυσης CO<sub>2</sub>, η αξιολόγηση κινδύνων, και ο προσδιορισμός όλων των δυνητικών κινδύνων, και ιδιαίτερα της διαρροής CO<sub>2</sub>. Οι δυνητικοί εργολάβοι θα πρέπει να λαμβάνουν υπόψη τους ανθρώπους που ζουν στη γύρω περιοχή και τα συμφέροντα των τοπικών ειδών και οικοσυστημάτων, και να καταρτίζουν ανάλυση των δυνητικών επιπτώσεων για το περιβάλλον και την υγεία.

## 4. Ανάλυση τρόπου μετασχηματισμού του ενεργειακού συστήματος ανά τομέα

Το κεφάλαιο περιγράφει τον τρόπο με τον οποίο το υδρογόνο θα διεισδύσει σε κάθε κλάδο και θα βοηθήσει στην μετάβαση της Ευρώπης σε ένα ενεργειακό σύστημα χωρίς άνθρακα.

### 4.1 Τομέας ενέργειας

Για την απανθρακοποίηση του ενεργειακού τομέα είναι απαραίτητη η αντικατάσταση των ορυκτών καυσίμων στην παραγωγή ενέργειας. Στην παράγραφο αυτή θα παρουσιαστεί ο τρόπος με τον οποίο θα μπορέσει να γίνει η μετάβαση ώστε να υπάρξει ευστάθεια στο δίκτυο.

Για να αντικαταστήσει τα ορυκτά καύσιμα, η ΕΕ χρειάζεται τεράστια αύξηση στην παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές καθώς και μια ευρεία ηλεκτροδότηση όλων των τομέων τελικής χρήσης. Οι περισσότερες προβλέψεις δείχνουν σχεδόν πλήρη απανθρακοποίηση του τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, έως και 95% σε σύγκριση με σήμερα (1). Λόγω της μείωσης του κόστους, η αιολική και η ηλιακή είναι οι περισσότερο υποσχόμενες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Μελλοντικά, θα αποτελούν το 30 έως και 60% της συνολικής παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας σε ορισμένες χώρες όπως η Πορτογαλία το μερίδιό θα μπορούσε να είναι έως και 70%.

Εκτός από την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, πρέπει επίσης να αυξηθεί το ποσοστό εξηλεκτρισμού. Οι προβλέψεις βλέπουν τα ποσοστά να αυξάνονται από 20 σε 22% έως και 30% της συνολικής ενεργειακής ζήτησης στην Πολωνία, 50% στη Γαλλία και 65% στην Ισπανία έως το 2050.

Μαζί, αυτές οι δύο τάσεις - αύξηση της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και ο εξηλεκτρισμός τμημάτων των τελικών χρηστών ενέργειας - θέτουν σοβαρές προκλήσεις στη σταθερότητα του ενεργειακού συστήματος καθώς η προσφορά και η ζήτηση ενέργειας είναι διακοπτόμενη και μεταβλητή. Από την πλευρά της προσφοράς, η αιολική και η ηλιακή ενέργεια παρουσιάζουν μεγάλες βραχυπρόθεσμες και μακροπρόθεσμες μεταβολές. Από την πλευρά της ζήτησης οι

ωριαίες, ημερήσιες, εβδομαδιαίες, μηνιαίες και εποχιακές μεταβολές είναι επίσης σημαντικές, ιδίως στον κτηριακό τομέα. Το μεταβλητό προφίλ παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές πάνω από ένα ορισμένο όριο σε συνδυασμό με αυτή την εποχικότητα και τη μεταβλητότητα της ζήτησης απαιτούν τόσο μία βραχυπρόθεσμη εξισορρόπηση όσο και εξισορρόπηση ισχύος σε διαστήματα εβδομάδων και ολόκληρων εποχών. Αυτοί οι μηχανισμοί πρέπει να σταθεροποιούν το δίκτυο, να απορροφούν την υπερβολική παραγωγή ενέργειας (π.χ. καλοκαίρι) και να παρέχουν ενέργεια σε περιόδους χαμηλής παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας όταν η ζήτηση ενέργειας είναι υψηλή (π.χ. το χειμώνα).

#### Σύζευξη τομέων (sector coupling).

Γενικά, υπάρχουν διάφορες επιλογές εξισορρόπησης προσφοράς-ζήτησης. Φυσικά, απλά σβήνοντας τις ανεμογεννήτριες σε περιόδους υπερπροσφοράς θα λυνόταν το πρόβλημα εξισορρόπησης, αλλά θα οδηγούσε σε εξαιρετικά αναποτελεσματική χρήση αυτών των επενδύσεων. Με τη σειρά τους, η ενεργοποίηση πρόσθετων γεννητριών κατά τη διάρκεια υποτροφοδότησης περιορίζεται επί του παρόντος μόνο σε συμβατικές πηγές που ανταποκρίνονται γρήγορα και δεν συμμορφώνονται στους στόχους της ΕΕ για την απαλλαγή από τις ανθρακούχες εκπομπές. Η Σύζευξη τομέων, δηλαδή του τομέα της κτηριακής θέρμανσης, μεταφορών και βιομηχανίας, ως καταναλωτές ενέργειας, με τον τομέα παραγωγής ενέργειας, μπορεί να προσφέρει πιο ελπιδοφόρες επιλογές σχετικά με την σταθερότητα του συστήματος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ομοίως και οι τεχνικές μακροπρόθεσμης αποθήκευσης/εκφόρτισης. Ενώ το πρώτο εξισορροπεί τη ζήτηση μεταξύ διαφορετικών τομέων, το δεύτερο εξισορροπεί το δίκτυο απευθείας μέσω της αποθήκευσης και εκφόρτισης της ενέργειας που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές. Επιπλέον, η ενέργεια μπορεί να μεταφέρεται από τα κέντρα προσφοράς στα κέντρα ζήτησης. Αυτές οι τρεις προσεγγίσεις καταλήγουν σε αποτελεσματική, απανθρακοποιημένη και σταθερή εξισορρόπηση.

Το υδρογόνο παρέχει μηχανισμούς τόσο για τη σύζευξη τομέων όσο και για την επιλογή αποθήκευσης ενέργειας σε μεγάλη κλίμακα για μεγάλα χρονικά διαστήματα ή για τη μεταφορά του από περιοχές προσφοράς στα κέντρα ζήτησης.

Επί του παρόντος, βρίσκονται σε εξέλιξη αρκετά έργα μεγάλης κλίμακας. Οι πρώτες πιλοτικές τοποθεσίες μετατροπής ενέργειας σε αέριο (π.χ. από άνεμο σε υδρογόνο) βρίσκονται σε λειτουργία ή κατασκευάζονται Ευρώπη, π.χ. στη Γερμανία, το Ηνωμένο Βασίλειο, την Ιταλία, την Ισπανία, την Ολλανδία, τη Δανία και στη Βόρεια Θάλασσα για υπεράκτιες ανεμογεννήτριες. Ένα εργοστάσιο μετατροπής ηλεκτρικής ενέργειας σε αέριο για σύζευξη τομέων με χωρητικότητα 100 MW σχεδιάζεται να συνδεθεί στο δίκτυο το 2022 στη Γερμανία. Στη Βόρεια θάλασσα, το γνωστό North Sea Wind Power Hub, όπου συνδέονται περίπου 10.000 ανεμογεννήτριες από αιολικά πάρκα της ίδιας περιοχής, προγραμματίζεται να συνδεθεί με ένα τεχνητό νησί που θα κατασκευαστεί μετά το 2030 ώστε να ξεκινήσει η μεταγωγή ενέργειας σε υδρογόνο.

Επιπλέον, δίκτυα αγωγών υδρογόνου βρίσκονται ήδη σε λειτουργία στη Γαλλία, το Βέλγιο, την Ολλανδία και τη Γερμανία για τη μεταφορά περίσσειας υδρογόνου από μία χημική μονάδα μέσω του δικτύου φυσικού αερίου σε άλλη χημική μονάδα όπου χρησιμοποιείται ως πρώτη ύλη.

Επιπλέον, τρία σπήλαια αλατιού στην Αγγλία χρησιμοποιούνται για την αποθήκευση υδρογόνου και βρίσκονται σε εξέλιξη έργα για την αξιολόγηση του δυναμικού αποθήκευσης σε σπήλαια αλατιού.

## 4.2 Κτηριακός τομέας

*Γνωρίζοντας ότι τα κτίρια είναι ο δεύτερος μεγαλύτερος καταναλωτής ενέργειας στην ΕΕ, εκπέμποντας πάνω από 530 Mt, στην παράγραφο αυτή θα παρουσιαστούν τρόποι ελαχιστοποίησης των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στον τομέα αυτό, εστιάζοντας στα πλεονεκτήματα χρήσης του υδρογόνου.*

Η εισαγωγή μέτρων ενεργειακής απόδοσης, όπως η βελτιωμένη μόνωση και ο αυτοματισμός κτιρίων, μπορούν να μειώσουν τη χρήση ενέργειας αν αναφερόμαστε σε νέα κτίρια, αλλά συχνά αυτές οι πρακτικές αποδεικνύονται δαπανηρές ή μη πρακτικές όταν αφορούν τα παλιά. Στην πράξη, η πρόοδος στην ενεργειακή απόδοση συχνά δεν ανταποκρίνεται στις προσδοκίες. Στη Γερμανία, π.χ., ο ρυθμός ανακαίνισης (ένας δείκτης για τα μέτρα ενεργειακής απόδοσης) είναι περίπου στο 1% από το 2012. Για την επίτευξη των εθνικών στόχων θα έπρεπε τουλάχιστον να διπλασιαστεί.

Ένας άλλος τρόπος μείωσης των εκπομπών του CO<sub>2</sub> περιλαμβάνει τη χρήση φυσικού αερίου για τη θέρμανση κτιρίων. Το φυσικό αέριο είναι το κύριο καύσιμο που χρησιμοποιείται για τη θέρμανση κτιρίων στην Ευρώπη (42% όλων των νοικοκυριών) ακολουθούμενο από την ηλεκτρική ενέργεια, το πετρέλαιο και τον άνθρακα. Συνολικά, το ευρωπαϊκό δίκτυο φυσικού αερίου εξυπηρετεί περίπου 90 εκατομμύρια νοικοκυριά. Τέτοια νοικοκυριά μπορούν να συνεισφέρουν στην απανθρακοποίηση είτε με εναλλαγή των συστημάτων θέρμανσης (π.χ σε αντλίες θερμότητας) ή με απανθρακοποίηση του αερίου (π.χ. μέσω υδρογόνου ή βιοαερίου).

Σε συστημικό επίπεδο, η ανάπτυξη ενός συστήματος που θα περιλαμβάνει αντλίες θερμότητας σε συνδυασμό με συσκευές μετατροπής υδρογόνου φαίνεται να είναι η ιδανική λύση. Πλήρης άμεσος εξηλεκτρισμός της θέρμανσης, χωρίς τη χρήση υδρογόνου, θα εισήγαγε μια ουσιαστική εποχιακή διαφορά στην παροχή ρεύματος. Αυτό σημαίνει πως οι ενεργειακοί παίκτες θα πρέπει να δημιουργήσουν πόρους παραγωγής ενέργειας ώστε να καλύπτουν τη χειμερινή αιχμή ζήτησης – επενδύσεις που θα είναι σε αδράνεια το καλοκαίρι. Μελέτες που εξετάζουν τον αντίκτυπο της ανάπτυξης υποδομών για απευθείας εξηλεκτρισμό δείχνουν ότι το συνολικό κόστος υπερβαίνει τα οφέλη, και ορίζουν τον συνδυασμό υδρογόνου και αντλιών θερμότητας ως πιο οικονομική λύση.

Η απανθρακοποίηση του δικτύου αερίου μπορεί να γίνει σε πολλαπλά στάδια. Οι χειριστές μπορούν να απανθρακοποιήσουν το δίκτυο αναμειγνύοντας υδρογόνο με φυσικό αέριο, ή αντικαθιστώντας το φυσικό αέριο με βιοαέριο ή αναβαθμίζοντας το δίκτυο φυσικού αερίου χρησιμοποιώντας καθαρό υδρογόνο. Από τις παραπάνω

λύσεις, το βιοαέριο – όπου αυτό είναι διαθέσιμο και οικονομικά αποδοτικό – προσφέρει κάποιες δυνατότητες, αλλά δεν αποτελεί ακόμη λύση σε μεγαλύτερη κλίμακα.

Η ανάμειξη απαιτεί από τις εταιρείες να κάνουν έγχυση υδρογόνου αναμεμιγμένο με μεθάνιο στο δίκτυο φυσικού αερίου. Μελέτες έχουν δείξει ότι με την ανάμειξη, τα δίκτυα μπορούν να φιλοξενήσουν μερίδια έως και 20% φυσικού αερίου (κατ' όγκο) χωρίς να απαιτούνται σημαντικές αναβαθμίσεις. Το πραγματικό όριο εξαρτάται από την υπάρχουσα υποδομή, τον τύπο και την ηλικία των συνδεδεμένων συσκευών και από το εάν το δίκτυο εξυπηρετεί βιομηχανικούς χρήστες, οι οποίοι συνήθως έχουν χαμηλότερους ανοχές για ανάμειξη σε σχέση με τους οικιακούς. Κατά τη διάρκεια της μετάβασης σε ένα καθαρό δίκτυο υδρογόνου, η αντικατάσταση του ορυκτού φυσικού αέριο με συνθετικό που παράγεται από υδρογόνο και CO<sub>2</sub> μπορεί να συμβάλει στην απανθρακοποίηση του δικτύου φυσικού αερίου και να λειτουργήσει ως τεχνολογική γέφυρα χωρίς να χρειάζονται αλλαγές στην υποδομή ή στις συσκευές τελικής χρήσης.

Πέρα από την ανάμειξη, οι φορείς εκμετάλλευσης μπορούν να αναβαθμίσουν ολόκληρα τα δίκτυα φυσικού αερίου σε καθαρό υδρογόνο. Αυτό ναί μεν απαιτεί αναβαθμισμένες υποδομές και συσκευές (λέβητες αερίου, δεξαμενές ζεστού νερού, κουζίνες υγραερίου) αλλά επιτρέπει τη χρήση υψηλότερων ποσοστών υδρογόνου – ακόμη και 100%. Επιχειρήσεις στις ΗΠΑ, το Ηνωμένο Βασίλειο και την Αυστραλία έχουν ήδη αποδείξει την εφαρμοσιμότητα των δικτύων υδρογόνου. Μάλιστα, πριν από την έλευση του φυσικού αερίου χρησιμοποιούσαν κατασκευασμένο αέριο (από άνθρακα και πετρέλαιο) με 30 έως 60% υδρογόνο. Αυτό το αέριο χρησιμοποιείται ακόμη και σήμερα, π.χ. στη Χαβάη, τη Σιγκαπούρη και το Χονγκ Κονγκ.

Σημειώνεται, τέλος, πως είναι εφικτές και άλλου είδους αναβαθμίσεις στα δίκτυα φυσικού αερίου. Η Ολλανδία, π.χ., έχει μετατρέψει το δίκτυο φυσικού αερίου της από αέριο χαμηλής θερμοδικής αξίας (από το Groningen) σε αέριο υψηλής θερμοδικής αξίας (από Ρωσία, Νορβηγία και LNG). Αυτή η αλλαγή ουσιαστικά απαιτεί αναβαθμίσεις σε υποδομές παρόμοιες με αυτές που απαιτούνται για ένα δίκτυο υδρογόνου. Στην περίπτωση αυτή, η Ολλανδία επέβαλλε το κόστος αναβάθμισης στην τρέχουσα τιμή ενέργειας. Μία παρόμοια πρακτική θα μπορούσε να εφαρμοστεί για να χρηματοδοτηθεί η μετάβαση σε χρήση υδρογόνου.

Ειδικά στον κτηριακό τομέα, το υδρογόνο προσφέρει σημαντικά πλεονεκτήματα έναντι άλλων λύσεων απανθρακοποίησης:

Πρώτον, είναι συμβατό με τον υπάρχοντα κτηριακό εξοπλισμό . Με την ανάμειξη του στο δίκτυο φυσικού αερίου, τα νοικοκυριά δεν χρειάζονται αναβάθμιση των συσκευών τους. Ωστόσο, η μετατροπή σε δίκτυα καθαρού υδρογόνου απαιτεί αναβαθμίσεις με κόστος σημαντικά χαμηλότερο από τη μετάβαση σε αντλίες θερμότητας. Μια μελέτη για το Ηνωμένο Βασίλειο έθεσε το κόστος μετατροπής σε αντλίες θερμότητας σε περίπου 270 έως 320 GBP, και τη μετατροπή για θέρμανση με καθαρό υδρογόνο σε περίπου 100 έως 120 GBP. Αυτό σημαίνει ότι το υδρογόνο θα

μπορούσε να είναι μία αρκετά αποδοτική λύση για την μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στις κτιριακές υποδομές.

Δεύτερον, χρησιμοποιεί την υπάρχουσα υποδομή, αποφεύγοντας την δυνατότητα λανθάνουσας χρήσης νέων υποδομών, ενώ παράλληλα εγγυάται μελλοντικές επενδύσεις, για αποθήκευση κτλ. Επιπλέον, ένα δίκτυο αερίου υδρογόνου θα ήταν συμβατό με τους ισχύοντες κανονισμούς, τις επιχειρηματικές απαιτήσεις, θέσεις εργασίας και την τεχνογνωσία.

Τέλος, τα ενδιαφερόμενα μέρη όπως οι επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας μπορούν να αποφασίσουν κεντρικά για την στρατηγική που θα ακολουθήσουν σχετικά με τις εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα, να διαχειριστούν την μετάβαση, παρέχοντας ευκολία για τους τελικούς πελάτες και εξασφαλίζοντας ταχεία μετάβαση. Οι στρατηγικές μόνωσης εξηλεκτρισμού απαιτούν από κάθε νοικοκυριό να ανταποκρίνεται ξεχωριστά και να αποφασίζει αυτόνομα.

Η ανάμειξη υδρογόνου έχει ξεκινήσει στη Γερμανία, στη Δουνκέρκη στη Γαλλία (μείξη υδρογόνου έως και 20% στο GRHYD project) και στο Keele στο Ηνωμένο Βασίλειο (ανάμειξη υδρογόνου έως και 20% στο project HyDeploy στο Πανεπιστήμιο Keele το 2019). Το H21 Leeds City Gate project σχεδιάζει να μετατρέψει το Leeds σε μια πόλη που θα τροφοδοτείται 100% με υδρογόνο μέχρι 2028. Το έργο ξεκινά στο Leeds ως ένα από τις μεγαλύτερες πόλεις του Ηνωμένου Βασιλείου και σχεδιάζεται να επεκταθεί σταδιακά σε ολόκληρη τη χώρα.

Έργα που χρησιμοποιούν υδρογόνο που παράγεται από αιολική ενέργεια και αναμιγνύεται στο φυσικό αέριο έχουν ξεκινήσει, π.χ. στη Γερμανία και τη Δανία. Οι πρώτοι πάροχοι προσφέρουν "windgas" στους πελάτες τους για την προώθηση της power-to-gas τεχνολογίας.

### 4.3 Βιομηχανική θερμότητα

Ως τρίτος μεγαλύτερο καταναλωτής ενέργειας στην ΕΕ με περισσότερες εκπομπές από 390 Mt άμεσου CO<sub>2</sub>, ο τομέας αυτός θα πρέπει να μειώσει τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα κατά 56% ήτοι 220Mt ως το 2050.

Στην παράγραφο αυτή θα αναφερθούν τρόποι με τους οποίους μπορεί να επιτευχθεί ο παραπάνω στόχος.

Υπάρχουν επτά τρόποι για την απανθρακοποίηση της θερμότητας της βιομηχανίας.

1. Μέτρα από την πλευρά της ζήτησης: μείωση της ζήτησης για πρωτογενείς πόρους αυξάνοντας την κυκλικότητα (επαναχρησιμοποίηση, ανακύκλωση ή αντικατάσταση προϊόντων)
2. Μέτρα ενεργειακής απόδοσης: προσαρμογή του εξοπλισμού παραγωγής ενέργειας εξοπλισμό και την ανάπτυξη των καλύτερων διαθέσιμων τεχνολογιών για τη μείωση της ενέργειας που χρησιμοποιείται ανά για κάθε μονάδα ενέργειας που παράγεται.

3. Εξηλεκτρισμός: όπου είναι τεχνικά εφικτό και προσιτό, αντικαθιστώντας τα ορυκτά καύσιμα με ανανεώσιμη ηλεκτρική θέρμανση.
4. Βιομάζα: όπου είναι διαθέσιμη σε επαρκείς ποσότητες, αντικαθιστώντας τα ορυκτά καύσιμα με βιώσιμη παραγωγή βιομάζας.
5. Υδρογόνο: αντικατάσταση των ορυκτών καυσίμων με το εξαιρετικά χαμηλών εκπομπών άνθρακα υδρογόνο
6. Δέσμευση άνθρακα: εξοπλίζοντας τις τρέχουσες διεργασίες με τεχνικές δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα (CCS, κεφ.3) και δέσμευσης άνθρακα και αξιοποίησης αυτού (CCU)( παρ. 4.4.4)
7. Άλλη καινοτομία: ανάπτυξη καινοτόμων διαδικασιών (π.χ. ηλεκτροχημικές διαδικασίες παραγωγής) για μείωση εκπομπών.

Μεταξύ των επιλογών αντικατάστασης καυσίμου (3 έως 5 που αναφέρονται παραπάνω) ο εξηλεκτρισμός είναι ο πρωταρχικός τρόπος για απανθρακοποίηση των βιομηχανικών διεργασιών στα τμήματα χαμηλής και μεσαίας βαθμίδας θερμότητας. Ωστόσο, οι ηλεκτρικές θερμάστρες, λέβητες και φούρνοι γίνονται λιγότερο αποδοτικοί καθώς αυξάνεται η απαίτηση για λειτουργία σε μεγαλύτερες θερμοκρασίες, και η χρήση τους μπορεί να απαιτήσει σημαντικές προσαρμογές στις τρέχουσες παραγωγικές διαδικασίες. Για βιομηχανικές διεργασίες σε τμήματα όπου απαιτείται υψηλή θερμότητα, το υδρογόνο μπορεί να προσφέρει σημαντικά οφέλη λόγω της ικανότητάς του να παράγει υψηλές θερμοκρασίες χρησιμοποιώντας διαδικασίες παρόμοιες με τις σημερινές. Καθώς περισσότερες από το 30% των εκπομπών CO<sub>2</sub> της βιομηχανίας οφείλονται σε θερμότητα υψηλής βαθμίδας (σε βιομηχανίες όπως το τσιμέντο και χημικές ουσίες), αυτές οι χρήσεις του υδρογόνου διαδραματίζουν ουσιαστικό ρόλο απανθρακοποίησης, δεδομένου ότι CCS ή άλλες καινοτομίες είναι μη ανταγωνιστικές.

Επί του παρόντος, το υδρογόνο δεν είναι ακόμη ανταγωνιστικό από πλευράς κόστους συγκριτικά με τα συμβατικά καύσιμα στις περισσότερες βιομηχανίες. Έτσι αφού, το υδρογόνο πιθανότατα θα υποκαταστήσει το φυσικό αέριο, μία λογική υπόθεση για μια τιμή θα ήταν το άθροισμα της τιμής του φυσικού αερίου και της τιμής για το πιστοποιητικό των εκπομπών CO<sub>2</sub>. Δυστυχώς το υδρογόνο υπερβαίνει σήμερα την προαναφερθείσα τιμή.

Ο Εξηλεκτρισμός θα απανθρακοποιήσει με τον πιο οικονομικό τρόπο τα τμήματα χαμηλής και μεσαίας ποιότητας θερμότητας όπως τρόφιμα, πολτός και χαρτί. Το υδρογόνο, ωστόσο, μπορεί να συμπληρώσει την ηλεκτρική αυτή ενέργεια. Για παράδειγμα, οι χρήστες μπορούν επί του παρόντος να επιλέγουν αν οι υβριδικοί τους λέβητες θα χρησιμοποιούν φυσικό αέριο ή ηλεκτρική ενέργεια για βελτιστοποίηση του κόστους. Εδώ, το υδρογόνο θα μπορούσε να γίνει υποκατάστατο του φυσικού αερίου και να εξυπηρετεί ως εφεδρική πηγή ενέργειας που είναι 100% απανθρακωμένη. Οι χρήστες που παράγουν επιτόπου αιολική ενέργεια, μπορούν

επίσης να παράγουν υδρογόνο από την περίσσεια παραγωγή κατά τη διάρκεια της νύχτας ώστε να αυξηθεί η χρήση ρεύματος κατά τη διάρκεια της ημέρας.

#### 4.4 Βιομηχανική χρήση του υδρογόνου ως πρώτη ύλη

Αναφορά στην υπάρχουσα χρήση του υδρογόνου ως πρώτη ύλη και περιγραφή των νέων ευκαιριών χρήσης τεχνολογιών υδρογόνου με χαμηλότερες εκπομπές άνθρακα.

Ανάλυση του τομέα χαλυβουργίας που είναι ο κύριος εκπομπός άνθρακα στην Ευρώπη με 30Mt CO<sub>2</sub> ετησίως.

##### 4.4.1 Υφιστάμενες χρήσεις του υδρογόνου ως πρώτη ύλη

Το μεγαλύτερο μέρος του υδρογόνου που παράγεται σήμερα χρησιμοποιείται ως πρώτη ύλη για την παραγωγή άλλων υλικών λόγω της χημικής του σύστασης παρά των ενεργειακών ιδιοτήτων του. Στην ΕΕ, 325 TWh υδρογόνου χρησιμοποιούνται ως πρώτη ύλη κάθε χρόνο, κυρίως στην βιομηχανίες διύλισης και χημικής παραγωγής.

Η Ευρώπη διαθέτει σημαντική πετροχημική και χημική βιομηχανία που παράγει περίπου το 6 έως 15% της συνολικής παγκόσμιας παραγωγής διυλισμένων και χημικών προϊόντων. Το μεγαλύτερο μέρος του υδρογόνου που χρησιμοποιείται σε αυτές τις βιομηχανίες (περίπου 95%) προέρχεται σήμερα από φυσικό αέριο (SMR χωρίς CCS) ή υποπροϊόν αυτού, το λεγόμενο γκρίζο υδρογόνο. Η απανθρακοποίηση του υδρογόνου που χρησιμοποιείται σε αυτούς τους τομείς είναι εξαιρετικά σημαντική, δεδομένου ότι η ζήτησή του ως πρώτη ύλη θα συνεχίσει πιθανότατα να αυξάνεται μεταξύ 1 και 3% ετησίως στο μέλλον.

Η μετάβαση από τη σημερινή παραγωγή υδρογόνου σε υδρογόνο εξαιρετικά χαμηλών εκπομπών άνθρακα (που παράγεται μέσω ηλεκτρόλυσης ή με χρήση CCS) θα επέτρεπε στις εταιρείες να εξαλείψουν, αν όχι εξ ολοκλήρου, σε μεγάλο βαθμό αυτές τις εκπομπές. Κατά τη μεταβατική φάση της αλλαγής αυτής, το υδρογόνο από υποπροϊόντα ή από ηλεκτρόλυση θα μπορούσε να συμπληρώσει το υδρογόνο από SMR με ή χωρίς CCS. Στην παραγωγή αμμωνίας, η εγκατάσταση ηλεκτρολυτών παράλληλα με SMR θα μπορούσε να δώσει αυξημένη απόδοση, δεδομένου ότι οι παραγωγοί συνήθως αποτυγχάνουν να αξιοποιήσουν πλήρως το στάδιο Haber Bosch (η κύρια βιομηχανική διαδικασία για την παραγωγή αμμωνίας).

##### 4.4.2 Νέες χρήσεις του υδρογόνου ως πρώτη ύλη

Εκτός από τις τρέχουσες χρήσεις των πρώτων υλών, νέες ευκαιρίες αναδύονται για τη χρήση υδρογόνου χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα ώστε να αντικαταστήσει άλλες που έχουν μεγαλύτερο αποτύπωμα άνθρακα.

Για παράδειγμα, το υδρογόνο μπορεί να αντικαταστήσει τον άνθρακα χρησιμεύοντας ως αναγωγικός παράγοντας στη διαδικασία παραγωγής χάλυβα. Επίσης, οι βιομηχανίες μπορούν να το χρησιμοποιήσουν μαζί με το δεσμευμένο CO<sub>2</sub> ή το CO<sub>2</sub> από βιομάζα για να αντικαταστήσει την πρώτη ύλη ορυκτών καυσίμων στην παραγωγή χημικών προϊόντων με βάση τους υδρογονάνθρακες, όπως η μεθανόλη και παράγωγα προϊόντα. Η ιδέα αυτή είναι γνωστή ως δέσμευση και αξιοποίηση του άνθρακα (CCU) και επεξηγείται στην παράγραφο 4.4.4.



#### 4.4.3 Χαλυβουργία

Η χαλυβουργία είναι ένας από τους σημαντικότερους εκπομπούς άνθρακα στην Ευρώπη, με ετήσια εκπομπή 30 εκατ. τόνων CO<sub>2</sub>. Σήμερα, τρεις μεγάλες διεργασίες απελευθερώνουν σημαντικές ποσότητες CO<sub>2</sub> : η λεγόμενη "ολοκληρωμένη διαδρομή", που βασίζεται στη λειτουργία υψικαμίνων (BF) και βασικών καμίνων οξυγόνου (BOF), παράγει το 71% του χάλυβα στην ΕΕ και εκπέμπει 1,8 τόνους CO<sub>2</sub> ανά τόνο χάλυβα - η διαδρομή με βάση τα απορρίμματα (scrap-based) , που βασίζεται στη λειτουργία κλιβάνων ηλεκτρικού τόξου (Electric Arc Furnaces: EAF), με μερίδιο αγοράς 24%, εκπέμπει 0,3 τόνους CO<sub>2</sub> ανά τόνο χάλυβα- και η άμεση μειωμένη σιδήρου (Direct Reduced Iron : DRI) - διαδρομή EAF που βασίζεται στη λειτουργία DRI εργοστασίων που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο και EAF με 1% της αγοράς μερίδιο αγοράς και παράγει περίπου 0,6 τόνους CO<sub>2</sub> ανά τόνο χάλυβα.

Η scrap-based EAF διαδικασία παραγωγής χάλυβα είναι η διαδικασία με τις χαμηλότερες εκπομπές, αλλά δεν μπορεί να αντικαταστήσει ολόκληρη την βιομηχανία παραγωγής χάλυβα λόγω της περιορισμένης διαθεσιμότητας του 'μεταλλουργικά' κατάλληλου και προσιτού σκραπ στην ΕΕ και της χαμηλότερης ποιότητας που έχει ο χάλυβας που προκύπτει. Τα ενδιαφερόμενα μέρη πρέπει επομένως να επιδιώξουν τρεις πρόσθετες επιλογές για να απανθρακοποιήσουν την παραγωγή χάλυβα από σιδηρομετάλλευμα.

Η πρώτη περιλαμβάνει τη μετατροπή της βιομάζας σε κοκ για την αντικατάσταση του ορυκτού άνθρακα στη διαδρομή των υψικαμίνων. Η διαδικασία αυτή εξακολουθεί να είναι σε έρευνα και ανάπτυξη και είναι δυνατή εάν η βιομάζα είναι διαθέσιμη σε λογικό κόστος και σε επαρκείς ποσότητες και ποιότητες. Απαιτεί επίσης διαφορετικό σχεδιασμό του κλιβάνου και είναι μια δαπανηρή επένδυση και για αυτό είναι απίθανο να γίνει για χαλυβουργία μεγάλης κλίμακας.

Η δεύτερη χρησιμοποιεί CCS (Carbon Capture and Storage ) στην υψικάμινο, η οποία είναι δυνατή μόνο εάν η αποθήκευση άνθρακα είναι διαθέσιμη κάτι που συνεπάγεται και ενεργειακή ποινή. Ωστόσο, η CCS δεν είναι πολιτικά (ακόμη) αποδεκτή και οδηγεί σε κοινωνική συζήτηση καθώς το CO<sub>2</sub> εξακολουθεί να παράγεται, αλλά δεν εκπέμπεται.

Η τρίτη επιλογή μετατρέπει την παραγωγή σιδήρου σε μονάδες DRI, αντικαθιστώντας σταδιακά το φυσικό αέριο με υδρογόνο και χρησιμοποιεί EAFs για την παραγωγή χάλυβα. Παράλληλα με τη σημαντική μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (έως και 95%), με τον τρόπο αυτό εξαλείφονται επίσης οι τοπικές εκπομπές από χαλυβουργεία. Καθώς αυτή η βιώσιμη επιλογή αντιμετωπίζει το πρόβλημα των εκπομπών CO<sub>2</sub> απευθείας στην ίδια την διαδικασία παραγωγής χάλυβα, ονομάζεται "Άμεση αποφυγή άνθρακα" (Carbon Direct Avoidance-CDA).

Η απανθρακοποίηση του χάλυβα αποτελεί ένα σημαντικό βήμα προς τη συνολική απαλλαγή από τον άνθρακα. Μια τυπική χαλυβουργία στην ΕΕ με ετήσια παραγωγή 5 εκατομμυρίων μετρικών τόνων εκπέμπει CO<sub>2</sub> όσο περίπου 4,3 εκατομμύρια



επιβατικά αυτοκίνητα, περίπου 9 εκατομμύρια τόνους CO<sub>2</sub>. Από πλευράς κόστους, η πιο οικονομική επιλογή εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Σε μια τιμή ηλεκτρικής ενέργειας πάνω από 44 ευρώ ανά MWh, η CCS είναι πιθανώς η πιο ανταγωνιστική -από πλευράς κόστους- τεχνολογία (μαζί με τη βιομάζα, αν διαθέσιμη, αλλά τεχνικά και κοινωνικά περιορισμένη σε κλίμακα).

#### 4.4.4 Σύλληψη και αξιοποίηση του άνθρακα- Carbon Capture and Utilization (CCU)

Δεδομένου ότι η αποθήκευση του CO<sub>2</sub> είναι ένα κρίσιμο τεχνικό και πολιτικό ζήτημα, η χρήση αυτών των εκπομπών - δέσμευσης και χρήσης άνθρακα (CCU) - μπορεί να αποτελέσει μια βιώσιμη εναλλακτική λύση.

Το υδρογόνο προσφέρει τη δυνατότητα χρήσης του δεσμευμένου CO<sub>2</sub> για την παραγωγή χημικών προϊόντων υψηλής αξίας που σήμερα βασίζονται σε ορυκτές πρώτες ύλες και θα μπορούσε να ενθαρρύνει την υιοθέτηση τεχνολογιών δέσμευσης άνθρακα. Ωστόσο, η CCU δεν μπορεί να είναι πανάκεια, δεδομένου ότι οι συνολικές βιομηχανικές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα ξεπερνούν κατά πολύ τον άνθρακα που μπορεί να ανακυκλωθεί πίσω στη βιομηχανία. Τα κύρια εμπόδια για την ευρύτερη υιοθέτηση της CCU σήμερα είναι το κόστος της δέσμευσης του άνθρακα - περίπου 90 ευρώ ανά τόνο CO<sub>2</sub> για μικρές μονάδες δέσμευσης. Εάν το κόστος της δέσμευσης άνθρακα μειωθεί σε περίπου 30 ευρώ ανά τόνο CO<sub>2</sub> και η το μειωθεί επίσης και το κόστος της ηλεκτρόλυσης η CCU θα μπορούσε να κερδίσει έδαφος.

### 4.5 Μεταφορές

Ο τομέας των μεταφορών μπορεί να συμβάλλει σημαντικά στην κλιματική αλλαγή καθώς εκπέμπει το 32% των εκπομπών CO<sub>2</sub> στην Ε.Ε. Το υδρογόνο και η χρήση μπαταριών καλούνται να συμβάλλουν στην επίτευξη του στόχου για εξάλειψη του 72% των εκπομπών CO<sub>2</sub> από τον στόλο του τομέα των μεταφορών έως το 2050, ποσοστό που αντιστοιχεί σε 825Mt.

Στην παράγραφο αυτή θα περιγραφεί η χρήση του υδρογόνου σε όλους τους τομείς μεταφορών , ιδιωτικά και επαγγελματικά Ι.Χ. , φορτηγά , πλοία, αεροπλάνα και θα αναφερθούν τα μακροπρόθεσμα οφέλη ανάπτυξης υποδομών υδρογόνου στον τομέα των μεταφορών.

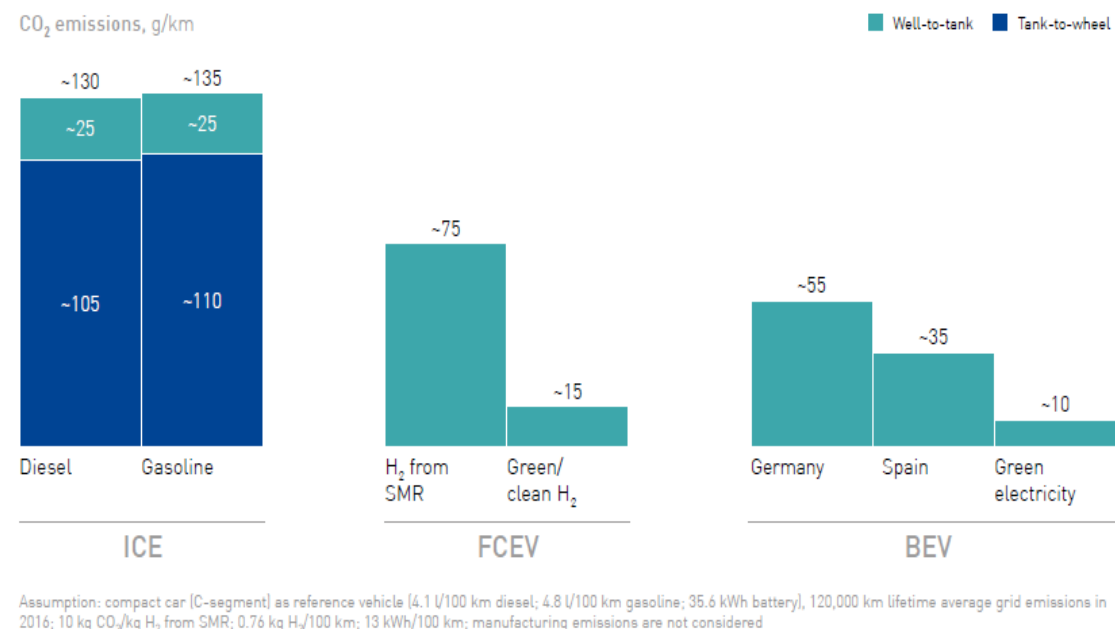
Το υδρογόνο είναι η πιο ελπιδοφόρα μέθοδος απαλλαγής από τον άνθρακα για φορτηγά, λεωφορεία, πλοία, τρένα, μεγάλα αυτοκίνητα και εμπορικά οχήματα για τέσσερις λόγους. Πρώτον, παρέχει ένα μονοπάτι προς την πλήρη απαλλαγή από τον άνθρακα, όπου άλλες τεχνολογίες μπορούν να λειτουργήσουν μόνο ως γέφυρες. Δεύτερον, παρέχει επαρκή ενέργεια για μεγάλες εμβέλεις και υψηλά ωφέλιμα φορτία λόγω της ανώτερης ενεργειακής του πυκνότητας. Τρίτον, η υποδομή για το υδρογόνο, ενώ αρχικά είναι ένα εμπόδιο, έχει σημαντικά οφέλη σε κλίμακα σε σύγκριση με την αντίστοιχη ταχείας φόρτισης: ταχύτερος ανεφοδιασμός, πιο ευέλικτο φορτίο, λιγότερες απαιτήσεις χώρου και παρόμοιο κόστος επένδυσης. Τέλος, εκτός από τις οδικές μεταφορές, το υδρογόνο είναι η καλύτερη επιλογή για τα

τρένα και τα πλοία, και τα συνθετικά καύσιμα με βάση το υδρογόνο (συνθετικά καύσιμα) μπορούν να απανθρακώσουν τις αερομεταφορές.

#### 4.5.1 Οδικές μεταφορές

Τα ηλεκτρικά οχήματα με κυψέλες καυσίμου δεν παράγουν εκπομπές όπως NOx και δεν εκπέμπουν καθόλου CO<sub>2</sub>. Σε μια βάση λοιπόν, όπου εξετάζονται οι συνολικές εκπομπές από την πηγή έως τον τροχό, well-to-wheel, μόνο τα FCEV και τα ηλεκτρικά οχήματα με μπαταρία (BEV) είναι πλήρως απαλλαγμένα από εκπομπές CO<sub>2</sub>, σε αντίθεση με τις άλλες επιλογές απαλλαγής από τον άνθρακα, όπως τα βιοκαύσιμα, το συμπιεσμένο ή υγροποιημένο φυσικό αέριο (CNG/LNG) και τα υβριδικά. Επομένως, οι τεχνολογίες αυτές μπορούν να χρησιμεύσουν μόνο ως τεχνολογίες-γέφυρες έως ότου τα BEV και τα FCEV είναι έτοιμα σε μεγάλους αριθμούς, κάτι που δυστυχώς επί του παρόντος δεν αποτελεί ελκυστική πρόταση για τους επενδυτές.

Για μια δίκαιη σύγκριση με τα πετρελαιοκίνητα και βενζινοκίνητα οχήματα, όχι μόνο οι εκπομπές από το ρεζερβουάρ προς τον τροχό (tank to wheel), αλλά και οι εκπομπές από την πηγή προς το ρεζερβουάρ (well to tank) θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη - δηλαδή, οι εκπομπές για την παραγωγή του καυσίμου. Οι εκπομπές από την πηγή στο ρεζερβουάρ για τα πετρελαιοκίνητα και βενζινοκίνητα περιλαμβάνουν τις εκπομπές από την εξόρυξη πετρελαίου, τη μεταφορά, τη διύλιση και την επεξεργασία, και τη διανομή στο πρατήριο καυσίμων. Για τα BEV, οι εκπομπές από την πηγή στο ρεζερβουάρ εξαρτώνται από το μείγμα ενέργειας και συνεπώς από τη χώρα όπου το όχημα φορτίζεται το όχημα. Για τα FCEV, οι εκπομπές από το κοίτασμα στο ρεζερβουάρ εξαρτώνται από την τεχνολογία παραγωγής υδρογόνου (βλ. Εικόνα 11).



Εικόνα 11: Σύγκριση well-to-wheel εκπομπών σε οχήματα

Όταν το υδρογόνο παράγεται από φυσικό αέριο με CCS, τα FCEV εκπέμπουν 40 έως 45% λιγότερες εκπομπές από ό,τι τα οχήματα με κινητήρες εσωτερικής καύσης. Καθώς η παραγωγή υδρογόνου μετατοπίζεται στην πλήρη απαλλαγή από τις ανθρακούχες εκπομπές, τα FCEV θα πέσουν σε εκπομπές έως ότου απαλλαγούν οριστικά από το CO<sub>2</sub>.

Μια πλήρης σύγκριση των εκπομπών θα πρέπει επίσης να συμπεριλάβει και τις εκπομπές από την κατασκευή. Εδώ, τα FCEV πλεονεκτούν έναντι των BEV, καθώς οι κυψέλες καυσίμου είναι λιγότερο ενεργοβόρες από τις μπαταρίες.

Μια τεχνολογία που αναπτύσσεται επί του παρόντος είναι τα plug-in υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα (PHEV), που συνδυάζουν ένα μικρής εμβέλειας ηλεκτρικό σύστημα κίνησης με κινητήρα εσωτερικής καύσης. Το επίπεδο των εκπομπών PHEV εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις περιπτώσεις χρήσης. PHEVs που λειτουργούν σε περιφερειακή διανομή ή σε τοπικό επίπεδο έχουν τη δυνατότητα να λειτουργούν με πολύ χαμηλές εκπομπές CO<sub>2</sub> εκπομπές, καθώς χρησιμοποιούν συχνά τη μπαταρία. Το ίδιο ισχύει και για τα επιβατικά PHEV που λειτουργούν μόνο σε σύντομες αποστάσεις (κάτω από 50 χλμ. την ημέρα). Σε τέτοιες περιπτώσεις χρήσης, οι tank to wheel εκπομπές μπορεί να είναι τόσο χαμηλές όσο και οι εκπομπές των BEVs. Μόλις οι χρήστες απαιτήσουν μεγαλύτερες αποστάσεις οδήγησης ή υψηλότερα ωφέλιμα φορτία, τα PHEV λειτουργούν ως συμβατικά οχήματα με κινητήρα εσωτερικής καύσης και εκπέμπουν CO<sub>2</sub>. Επομένως, τα PHEV μπορούν να αποτελέσουν επιλογή μόνο για χρήστες που δραστηριοποιούνται σε ορισμένες περιπτώσεις χρήσης και λειτουργούν ως τεχνολογική γέφυρα.

#### 4.5.1.1 Ενέργεια για μεγάλες αποστάσεις και υψηλό ωφέλιμο φορτίο

Το υδρογόνο έχει σημαντικά υψηλότερη ενεργειακή πυκνότητα από τις μπαταρίες, τόσο από άποψη όγκου όσο και βάρους. Αυτό συνεπάγεται ότι δεδομένων των περιορισμών βάρους και μεγέθους των μέσων αποθήκευσης ενέργειας σε ένα όχημα, ένα FCEV μπορεί να οδηγήσει μακρύτερα και να μεταφέρει μεγαλύτερο ωφέλιμο φορτίο από ένα BEV.

Έτσι τα FCEVs, είναι καταλληλότερα για μεγάλα αυτοκίνητα, εμπορικά οχήματα, φορτηγά και λεωφορεία. Τα BEV θα είναι η ιδανική λύση για μικρότερα επιβατικά οχήματα. Για τα μεγάλα επιβατικά και τα εμπορικά οχήματα, η εκάστοτε περίπτωση χρήσης του οχήματος και η σχετική τεχνολογική ανάπτυξη των τεχνολογιών θα καθορίσουν το μερίδιο των FCEV και BEV. Για τα επαγγελματικά οχήματα, π.χ. με περιορισμένη ημερήσια εμβέλεια, όπως οι διανομείς δεμάτων, ένα όχημα με μπαταρία αρκεί στις περισσότερες περιπτώσεις. Για ιδιωτικά αυτοκίνητα που χρησιμοποιούνται για ταξίδια μεγαλύτερων αποστάσεων, τα FCEVs είναι πιθανό να κυριαρχήσουν. Όσο υψηλότερες είναι οι επιδόσεις απαιτήσεις ενός τομέα, τόσο πιο πιθανό είναι να είναι κυρίαρχούν τα FCEV.

Για τις βαριές και υπεραστικές μεταφορές με φορτηγά, τα FCEV είναι η καλύτερη λύση. Για αυτά τα φορτηγά, η χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα των μπαταριών αποτελεί σημαντικό μειονέκτημα. Μία μπαταρία για ένα φορτηγό 40 τόνων θα

πρόσθετε περίπου τρεις τόνους ωφέλιμου φορτίου στο όχημα. Ένα σύστημα κίνησης υδρογόνου θα έφτανε να ζυγίζει εξίσου ή ελαφρώς περισσότερο από έναν κινητήρα εσωτερικής καύσης. Επίσης, οι κυψέλες καυσίμου απαιτούν σημαντικά λιγότερες πρώτες ύλες σε σύγκριση με τις μπαταρίες και τους κινητήρες εσωτερικής καύσης. Δεν περιέχουν κοβάλτιο, και η έρευνα στοχεύει στην χρήση λιγότερης πλατίνας από ό,τι σε ένα αντίστοιχο ντίζελ όχημα.

Το μεγάλο μέγεθος των απαιτούμενων μπαταριών για φορτηγά μεγάλων αποστάσεων αποτελεί επίσης σημαντικό παράγοντα κόστους. Ακόμη και με σημαντική μείωση κόστους των μπαταριών σε περίπου 100 ευρώ ανά kWh, μόνο η μπαταρία ενός φορτηγού θα κόστιζε περισσότερο από 100.000 ΕΥΡΩ. Λαμβάνοντας υπόψη τους στόχους κόστους της βιομηχανίας και των προγραμμάτων E&A, τα φορτηγά υδρογόνου μεσαίων και μακρινών αποστάσεων θα μπορούσαν να παραχθούν με σημαντικά χαμηλότερο κόστος.

Εκτός από τις μεταφορές με φορτηγά, οι εμπορικοί στόλοι απαιτούν επίσης τις επιδόσεις που προσφέρουν τα FCEVs. Ταξί, λιμουζίνες, στόλοι υπηρεσιών και πωλήσεων, και οχήματα κοινής ωφέλειας χρειάζονται την ευελιξία να διανύουν μεγάλες αποστάσεις και γρήγορους χρόνους ανεφοδιασμού. Τα σύγχρονα FCEVs επιτυγχάνουν εμβέλεις έως και 800 χλμ. και ανεφοδιασμό με καύσιμο υδρογόνο 10 έως 15 φορές ταχύτερος από τη γρήγορη φόρτιση, ανεφοδιάζοντας πλήρως ένα αυτοκίνητο σε πέντε λεπτά αντί για μία ώρα.

Για τα επιβατικά αυτοκίνητα, τα FCEVs προσφέρουν παρόμοιες εμβέλεις και χρόνους ανεφοδιασμού με τα οχήματα εσωτερικής καύσης. Με έναν σταθμό ανεφοδιασμού υδρογόνου -Hydrogen Refueling Station (HRS), οι καταναλωτές δεν χρειάζεται να προσαρμόσουν τη συμπεριφορά τους. Οι σημερινές έρευνες δείχνουν ότι μόνο το ένα τέταρτο των πελατών θεωρεί αποδεκτούς τους χρόνους φόρτισης που είναι μεγαλύτεροι των 30 λεπτών. Αυτό σημαίνει ότι ακόμη και αν ο χρόνος ταχείας φόρτισης μπορούσε να μειωθεί στο μισό, το 75% των πελατών δεν θα ήταν ικανοποιημένοι.

Οι προτιμήσεις των καταναλωτών είναι ζωτικής σημασίας να ληφθούν υπόψη. Για να πετύχει η απεξάρτηση των μεταφορών από τον άνθρακα, οι καταναλωτές πρέπει να είναι πρόθυμοι να αγοράσουν και να οδηγήσουν τα προσφερόμενα οχήματα. Μόνο εάν η γκάμα των μοντέλων ανταποκρίνεται τις απαιτήσεις των καταναλωτών, η υιοθέτησή τους αυξάνεται, προκαλώντας περαιτέρω κλιμάκωση και επιτάχυνση των επενδύσεων σε νέα μοντέλα.

#### 4.5.1.2 Οφέλη και φάσεις ανάπτυξης των υποδομών υδρογόνου στις οδικές μεταφορές

Οι υποδομές υδρογόνου έχουν κυρίως τρία πλεονεκτήματα σε σύγκριση με την υποδομή ταχείας φόρτισης σε μεγάλη κλίμακα στο σενάριο απεξάρτησης του τομέα των μεταφορών από τον άνθρακα: πρώτον, οι υποδομές υδρογόνου μπορεί να διαδραματίσουν συστημικό ρόλο στο μέλλον του ενεργειακού οικοσυστήματος. Μπορεί να εξισορροπήσει το δίκτυο παράγοντας υδρογόνο από την πλεονάζουσα

ηλεκτρική ενέργεια και να παρέχει μία τεχνική λύση για την εποχιακή αποθήκευση της μεταβαλλόμενης ανανεώσιμης ενέργειας. Δεύτερον, ο ανεφοδιασμός με υδρογόνο απαιτεί το ένα δέκατο έως ένα δέκατο πέμπτο του χρόνου ταχείας φόρτισης. Αυτό σημαίνει ότι η υποδομή HRS απαιτεί περίπου 10 έως 15 φορές λιγότερο χώρο για τον ανεφοδιασμό ίδιου αριθμού οχημάτων. Τρίτον, ένα HRS μπορεί να εξυπηρετήσει 10 έως 15 φορές περισσότερα οχήματα από έναν ταχυφορτιστή, γεγονός που καθιστά συμφέρουσα την επέκταση τέτοιων υποδομών με παράλληλη αύξηση του αριθμού των FCEV σε σύγκριση με μία υποδομή ταχυφόρτισης.

Το κρίσιμο πλεονέκτημα των HRS είναι ότι λειτουργούν ως εξισορροπητές στο δίκτυο με έναν γεωγραφικά κατανομημένο τρόπο, ενώ οι γρήγοροι φορτιστές κάνουν ακριβώς το αντίθετο - προσθέτουν ζήτηση αιχμής.

Σε περιόδους αιχμής, π.χ. όταν οι άνθρωποι οδηγούν στη δουλειά, επιστρέφουν από τη δουλειά ή πηγαίνουν διακοπές, η γρήγορη φόρτιση θα αυξήσει το φορτίο του δικτύου. Αυτό απαιτεί τόσο δαπανηρές αναβαθμίσεις στις υποδομές διανομής όσο και πρόσθετη παραγωγική ικανότητα στις περιόδους αιχμής. Τα συστήματα HRS, αντίθετα, έχουν ενσωματωμένη αποθήκευση ενέργειας, μπορούν να παράγουν υδρογόνο ευκαιριακά από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, να λαμβάνουν υδρογόνο μέσω αγωγών, ή σε συμπιεσμένη ή υγρή μορφή από φορτηγά. Πέρα από την εξισορρόπηση δικτύου σε σύντομο χρονικό διάστημα, είναι επίσης εφικτή η εποχιακή εξισορρόπηση με τις υποδομές υδρογόνου, καθώς η δυνατότητα αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας είναι λιγότερο δαπανηρή σε σχέση με τις μπαταρίες.

Οι διαφορές στον απαιτούμενο χώρο για το HRS, που σχετίζονται με την υψηλότερη ταχύτητα ανεφοδιασμού, είναι ιδιαίτερα σημαντικές στις ευρωπαϊκές πόλεις και κατά μήκος των αυτοκινητοδρόμων. Σταθμοί ταχείας φόρτισης που διαχειρίζονται τον ίδιο αριθμό οχημάτων χρειάζονται 10 έως 15 φορές περισσότερο χώρο από ένα συγκρίσιμο HRS. Αυτό θα απαιτεί σημαντική επέκταση των θέσεων φόρτισης, η οποία με τη σειρά της απαιτεί σημαντική αναβάθμιση της ισχύος του δικτύου στις πόλεις για να είναι σε θέση να διαχειριστεί τα φορτία αιχμής. Παρόλο που η αργή φόρτιση μπορεί να μειώσει κάπως το φορτίο, μεγάλο μερίδιο των καταναλωτών στις πόλεις δεν έχει πρόσβαση σε σταθερές θέσεις στάθμευσης. Αυτό συνεπάγεται την ανάγκη ύπαρξης πολλών στύλων επαναφόρτισης και περαιτέρω αναβαθμίσεις του δικτύου.

Κατά μήκος των αυτοκινητοδρόμων, όπου οι σταθμοί ανεφοδιασμού πρέπει να είναι σε θέση να διαχειρίζονται φορτηγά υψηλής ενεργειακής έντασης καθώς και φορτία αιχμής (π.χ. κατά τη διάρκεια των περιόδων διακοπών), οι απαιτήσεις χώρου για τους σταθμούς ταχείας φόρτισης γίνονται ακόμη υψηλότερες. Η υψηλότερη ταχύτητα ανεφοδιασμού δεν είναι μόνο επωφελής για τον πελάτη και για τους δήμους με χωρικούς περιορισμούς, αλλά συνεπάγεται ότι οι σταθμοί κοστίζουν σημαντικά λιγότερο ανά ανεφοδιασμό, καθώς είναι σε θέση να εξυπηρετούν 15 φορές περισσότερα οχήματα ανά ημέρα. Όταν χρησιμοποιούνται πλήρως, οι σταθμοί HRS εκτιμάται ότι θα κοστίζουν μόνο το ήμισυ των κεφαλαιουχικών δαπανών ανά

ανεφοδιασμό σε σύγκριση με τους γρήγορους φορτιστές. Ως εκ τούτου, αποτελεί μια πολύ ελκυστική επιχειρηματική πρόταση για τους ενδιαφερόμενους.

Οι υποδομές ανεφοδιασμού υδρογόνου έχει αρχικά περισσότερα εμπόδια από ό,τι ένα δίκτυο ταχείας φόρτισης για τα BEV. Με την κλιμάκωση, το κόστος ανά όχημα μειώνεται. Μελέτες δείχνουν ότι, σε πλήρη κλίμακα, οι υποδομές ανεφοδιασμού υδρογόνου μπορεί να είναι ακόμη και φθηνότερες από αυτές των BEVs. Έχουν μελετηθεί τρεις φάσεις στην ανάπτυξη υποδομών ανεφοδιασμού του υδρογόνου: αρχικά σημειώνεται πως επικρατούν μόνο εμπόδια. Καθώς δεν υπάρχει η δυνατότητα στήριξης σε υφιστάμενα συστήματα, οι υποδομήδες ανεφοδιασμού υδρογόνου – συμπεριλαμβανομένης της παραγωγής, διανομής και την κατασκευή του σταθμού- είναι αρχικά πιο δαπανηρή ανά όχημα, καθώς απαιτείται η δημιουργία ενός αρχικού δικτύου σταθμών. Ένα πρώτο εκτιμώμενο συνολικό κόστος ανέρχεται σε περίπου 4.000 ευρώ ανά όχημα σε αυτή την πρώτη φάση σε σύγκριση με το αντίστοιχο των 2.000 ευρώ ανά BEV.

Σε μια δεύτερη φάση, μετά την ολοκλήρωση του αρχικού δικτύου, το κόστος υποδομής HRS ανά FCEV θα πρέπει να μειωθεί σε περίπου 3.500 ευρώ ανά όχημα, καθώς η χρήση του δικτύου HRS βελτιώνεται. Κατά τη διάρκεια της τελευταίας περιόδου, καθώς αυξάνεται η κυκλοφορία των BEV στους δρόμους, η υποδομή φόρτισης θα απαιτήσει νέες επενδύσεις. Το κόστος υποδομής ταχείας φόρτισης ανά όχημα θα αυξηθεί στα 2.500 ευρώ, καθώς τα τοπικά δίκτυα απαιτούν αναβαθμίσεις για την υποστήριξη της οικιακής φόρτισης. Ταυτόχρονα, περισσότεροι αστικοί πελάτες χωρίς δυνατότητα οικιακής φόρτισης θα αρχίσουν πιθανότατα να αγοράζουν και BEV, απαιτώντας έτσι την εγκατάσταση περισσότερων γρήγορων φορτιστών.

Στην τρίτη φάση, η πρόσθετη επιβάρυνση της ταχείας φόρτισης για τα BEVs στο δίκτυο θα απαιτήσει σημαντικές αναβαθμίσεις των μετασχηματιστών, γραμμών μεταφοράς και παραγωγής ενέργειας. Σε αυτή τη φάση, η ευελιξία του υδρογόνου είναι ένα πλεονέκτημα. Το πραγματικό νεκρό σημείο<sup>1</sup> (break-even point) του υδρογόνου θα εξαρτάται από το ενεργειακό σύστημα και το κόστος των τεχνολογιών. Μέχρι σήμερα, δεν γνωρίζουμε καμία ολοκληρωμένη μελέτη που να έχει αξιολογήσει τις ροκλήσεις στην ανάπτυξη υποδομών για την ηλεκτροκίνηση των οδικών μεταφορών, αλλά οι αρχικές προσομοιώσεις που έγιναν για τη Γερμανία επιβεβαιώνουν τις τρεις φάσεις για την ανάπτυξη του συστήματος HRS. Έχει εκτιμηθεί ότι η τρίτη φάση θα ξεκινήσει με περίπου 13% ηλεκτρικών οχημάτων, με τα νεκρά σημεία μεταξύ των BEV και FCEV περίπου στα 17 εκατομμύρια οχήματα μηδενικών εκπομπών, που είναι το 38% περίπου των επιβατικών αυτοκινήτων που

---

<sup>1</sup> Νεκρό σημείο (break-even point) ονομάζεται το ποσό ακριβώς των πωλήσεων (κύκλου εργασιών), που μια επιχείρηση καλύπτει το σύνολο των εξόδων της, σταθερά και μεταβλητά, μη πραγματοποιώντας ούτε κέρδος ούτε ζημιά. Η συγκεκριμένη έννοια αποτελεί σημαντικό αντικείμενο μελέτης και ανάγεται στη σφαίρα ανάλυσης των πωλήσεων μιας επιχείρησης. Εκφράζεται ως αξία επί των πωλήσεων (μας δείχνει πόση είναι η χρηματική αξία των πωλήσεων που πρέπει να κάνει η επιχείρηση ώστε να μην έχει ούτε κέρδος ούτε ζημιά), ως ποσοστό επί των πωλήσεων (μας δείχνει σε ποιο ποσοστό επί των πωλήσεων που έκανε ή αναμένεται να κάνει η επιχείρηση, δεν έχει ούτε κέρδος ούτε ζημιά), ως ποσότητα πωλήσεων (μας δείχνει πόσα τεμάχια από το παραγόμενο προϊόν πρέπει να πουλήσει η επιχείρηση ώστε να μην έχει ούτε κέρδος αλλά ούτε και ζημιά) και ως χρόνος (πόσο χρόνο αναμένεται ότι θα χρειαστεί η επιχείρηση ώστε να πουλήσει τον απαραίτητο αριθμό μονάδων προϊόντος, τέτοιοι ώστε να μην έχει ούτε κέρδος ούτε ζημιά).

έχουν ηλεκτροποιηθεί. Το κόστος υποδομής θα είναι τότε ίσο με περίπου 2.500 ευρώ ανά όχημα και για τις δύο τεχνολογίες.

#### 4.5.2 Ναυτιλία και τρένα

Οι κυψέλες καυσίμου προτιμούνται και στην απανθρακοποίηση του τομέα των τρένων και των πλοίων

Στα τρένα και τα πλοία, το πλεονέκτημα της ενεργειακής πυκνότητας του υδρογόνου το καθιστά την προτιμώμενη επιλογή απαλλαγής από τον άνθρακα. Στην Ευρώπη, πολλά προασιακά και εμπορικά τρένα κινούνται με ντίζελ. Ο άμεσος εξηλεκτρισμός των σιδηροδρομικών γραμμών είναι η προτιμώμενη οδός για τις νέες γραμμές, αλλά η αναβάθμιση των υφιστάμενων είναι δαπανηρή.

Για να χωρέσουν τα συρματοκιβώτια, οι σήραγγες πρέπει να διευρυνθούν και οι γέφυρες να προσαρμοστούν. Δεδομένης της απαιτούμενης απόδοσης, οι μπαταρίες δεν αποτελούν επιλογή.

Τα τρένα υδρογόνου δεν έχουν εκπομπές CO<sub>2</sub>, μειώνουν το θόρυβο, και εξαλείφουν τις τοπικές εκπομπές, όπως τα αιρούμενα σωματίδια. Από τη στιγμή που τα τρένα ανεφοδιάζονται με μεγάλες ποσότητες υδρογόνου σε περιορισμένο αριθμό διαφορετικών θέσεων εντός ενός προκαθορισμένου σιδηροδρομικού δίκτυο, η απαιτούμενη υποδομή μπορεί να αναπτυχθεί γρήγορα και αποδοτικά. Ήδη λειτουργούν πιλότοι στη Γερμανία και έχουν ανακοινωθεί περαιτέρω έργα στην Αυστρία και τη Γαλλία.

Για τις θαλάσσιες μεταφορές, οι κυψέλες καυσίμου αφορούν κυρίως τα μεγαλύτερα επιβατηγά πλοία, όπως τα κρουαζιερόπλοια ποταμού και πορθμείων, και ενδεχομένως και για κρουαζιερόπλοια στον ωκεανό που απαιτούν μεγαλύτερη αυτονομία. Οι επιβάτες θα εκτιμήσουν τις χαμηλότερες τοπικές εκπομπές, τον λιγότερο θόρυβο και τη λιγότερη ρύπανση των υδάτων. Πολιτικές πιέσεις στις αρχές των ποταμών, λιμνών και λιμένων για να απαγορεύσουν τα πλοία με υψηλές τοπικές εκπομπές CO<sub>2</sub> και άλλων αέριων ρύπων, όπως αιθάλη και NO<sub>x</sub>, αναμένεται να αυξηθούν μόλις διατεθούν βιώσιμες εναλλακτικές λύσεις χαμηλών ή μηδενικών εκπομπών στον θαλάσσιο τομέα. Εκτός από την πρόωση, οι κυψέλες καυσίμου μπορούν να παρέχουν βοηθητική ενέργεια στα πλοία, αντικαθιστώντας μονάδες με βάση το ντίζελ. Πρωτότυπα επιβατηγά πλοία κυψελών καυσίμου βρίσκονται ήδη σε λειτουργία, συμπεριλαμβανομένου το MS Innogy στη Γερμανία ή το Energy Observer υπό γαλλική σημαία. Στη Νορβηγία, η Viking Cruises σχεδιάζει να κατασκευάσει τα πρώτα κρουαζιερόπλοια στον κόσμο που θα κινούνται με υγρό υδρογόνο και κυψέλες καυσίμου.

#### 4.5.3 Αεροπορία

Εκτός από τη μετατροπή σε ενέργεια σε μια κυψέλη καυσίμου, το υδρογόνο μπορεί επίσης να μετατραπεί σε συνθετικό καύσιμο με την προσθήκη CO<sub>2</sub> από την ατμόσφαιρα ή CO<sub>2</sub> που διαφορετικά θα διοχετευόταν στην ατμόσφαιρα. Ενώ δεν μειώνει τις τοπικές εκπομπές, αυτά τα καύσιμα μειώνουν σημαντικά την παραγωγή CO<sub>2</sub>.

Τα συνθετικά καύσιμα έχουν δύο βασικά πλεονεκτήματα: επιτυγχάνουν την ενεργειακή πυκνότητα των σημερινών καυσίμων και μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως "προσθήκη" στην τρέχουσα δεξαμενή καυσίμων. Δεδομένων των απαιτήσεων τους όσον αφορά την ογκομετρική και τη βαρυμετρική ενεργειακή πυκνότητα, τα συνθετικά καύσιμα που προέρχονται από υδρογόνο αποτελούν τη μόνη βιώσιμη λύση άμεσης απαλλαγής από τις ανθρακούχες εκπομπές για τις αερομεταφορές. Είναι χημικά πολύ παρόμοια με τα υπάρχοντα καύσιμα, πράγμα που σημαίνει ότι οι τρέχουσες υποδομές, και σε ορισμένα τμήματα οι σημερινοί κινητήρες, μπορούν να χρησιμοποιηθούν άμεσα με συνθετικά καύσιμα. Αυτό μειώνει σημαντικά το εμπόδιο της υιοθέτησής τους. Η μεγαλύτερη πρόκληση για τα συνθετικά καύσιμα είναι η χαμηλή απόδοση μετατροπής τους που σημαίνει ότι τα συνθετικά καύσιμα θα απαιτούσαν υψηλότερες ποσότητες παραγωγής υδρογόνου για την ίδια ποσότητα τελικής ενέργειας και συνεπώς πρέπει να αναπτυχθούν μόνο σε περιοχές χωρίς άμεση χρήση υδρογόνου.

Τα βιοκαύσιμα και το CNG/LNG είναι συμπληρωματικές επιλογές για την την απεξάρτηση από τον άνθρακα αλλά έχουν μειονεκτήματα και περιορισμένη διαθεσιμότητα. Τα βιοκαύσιμα είναι μια παράλληλη επιλογή που μπορούν να επιδιώξουν οι ενδιαφερόμενοι, αν και είναι περιορισμένη η διαθεσιμότητά τους και υπάρχει αδυναμία επίλυσης ζητημάτων ποιότητας του αέρα. Το CNG/LNG μπορεί να χρησιμεύσει ως τεχνολογία γέφυρας δεδομένου ότι δεν προσφέρουν διέξοδο προς την πλήρη απεξάρτηση από τον άνθρακα. Προς το παρόν είναι αμφίβολο αν έχει νόημα μια επένδυση σε υποδομές CNG/LNG, συστήματα μετάδοσης κίνησης και συναφούς ανάπτυξης μοντέλων οχημάτων, δεδομένης της περιορισμένης περιόδου απόσβεσης. Δεδομένου ότι η ανάπτυξη αυτή δεν είναι συνέργια με την ανάπτυξη υδρογόνου ή μπαταριών, αυτές οι επενδύσεις δεν θα μπορούσαν να χρησιμεύσουν ως δομικό στοιχείο για την πλήρη απαλλαγή από τις ανθρακούχες εκπομπές στον τομέα των μεταφορών.

Με την χρηματοδότηση της E&A η τεχνολογία είναι έτοιμη για την εξάπλωσή της. Πέντε επιβατικά αυτοκίνητα κυψελών καυσίμου κυκλοφορούν σήμερα στην αγορά και επιπλέον 25 μοντέλα έχουν ανακοινωθεί για τα επόμενα πέντε χρόνια. Για τα εμπορικά οχήματα, είναι σε εξέλιξη πολλαπλά έργα επίδειξης και διατίθενται μετασκευές για βανάκια και φορτηγά. Τρεις πάροχοι έχουν ανακοινώσει τη σειριακή παραγωγή φορτηγών με κυψέλες καυσίμου. Δύο από αυτούς ανακοίνωσαν ότι θα εισέλθουν στην ευρωπαϊκή αγορά. Ετοιμάζονται λύσεις που παρέχουν στους πελάτες υποδομές και οχήματα σε συνδυασμένη μίσθωση. Λεωφορεία κυψελών καυσίμου έχουν αναπτυχθεί στις αστικές δημόσιες μεταφορές σε 14 ευρωπαϊκές πόλεις, π.χ. Αμπερντίν, Αμβέρσα, Κολωνία, Λονδίνο, Όσλο και Ρίγα. Το Ευρωπαϊκό πρόγραμμα χρηματοδότησης "H2 Bus Europe" θα υποστηρίξει 600 νέα λεωφορεία με κυψέλες καυσίμου τα επόμενα πέντε χρόνια. Αυξάνονται συνεχώς οι στόλοι ταξί κυψελών καυσίμου σε όλη την Ευρώπη με πρωτοπόρους το Παρίσι, το Λονδίνο, τις Βρυξέλλες και το Αμβούργο.. Ο στόλος στο Παρίσι έχει ήδη πάνω από 100 οχήματα FCEV σε λειτουργία.

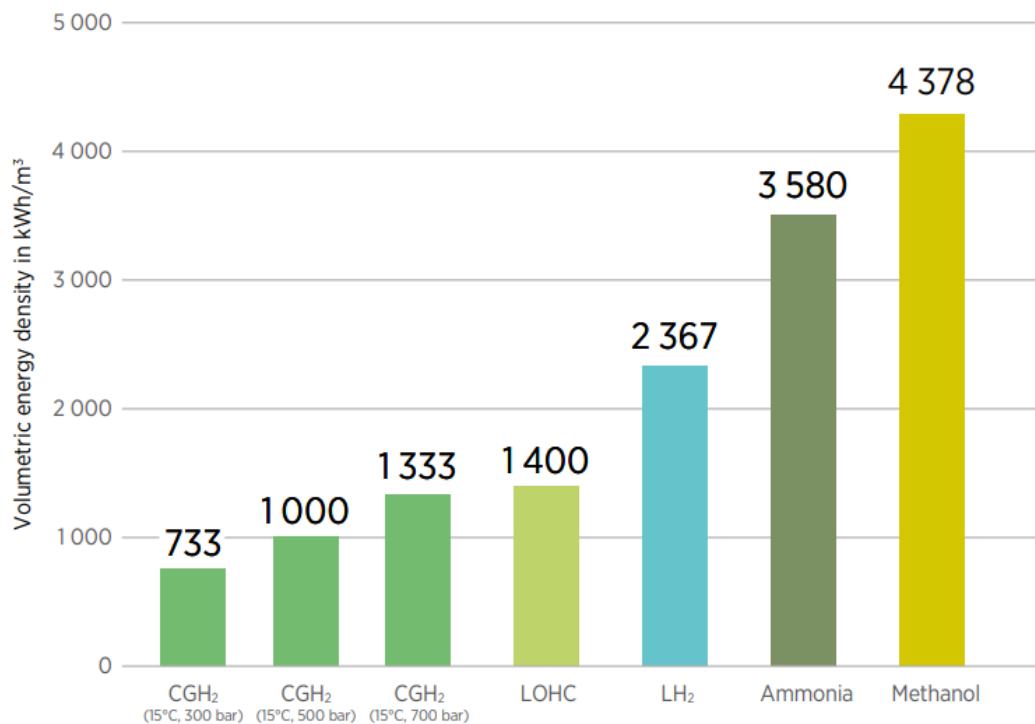


Μέχρι σήμερα, λειτουργούν στην Ευρώπη περίπου 228 HRS, 101 απο αυτά είναι στην Γερμανία, 41 στην Γαλλία , 19 στην Αγγλία , 12 στην Ελβετία και 11 στην Ολλανδία .Μέχρι το 2025 αναμένεται ο αριθμός να έχει αυξηθεί στα 750.

## 5. Τρόποι μεταφοράς υδρογόνου

Η μεταφορά υδρογόνου είναι απαραίτητη όταν οι εγκαταστάσεις ηλεκτρόλυσης δεν βρίσκονται κοντά σε τοποθεσίες όπου καταναλώνεται υδρογόνο. Μπορεί να μεταφερθεί με διάφορους τρόπους, μεταξύ άλλων με φορτηγά πλοία και αγωγούς. Ουσιαστικά, για να μεταφέρουμε την ίδια ποσότητα ενέργειας, μεγαλύτεροι όγκοι υδρογόνου πρέπει να μετακινηθούν. Για το λόγο αυτό, το υδρογόνο υποβάλλεται σε επεξεργασία για τη μείωση του όγκου κατά τη μεταφορά. Πρέπει είτε να είναι συμπιεσμένο είτε υγροποιημένο ή να συντίθεται σε άλλο φορέα ενέργειας όπως η αμμωνία, το μεθάνιο, η μεθανόλη, υγρά οργανικά μόρια (LOHC) ή υγροί υδρογονάνθρακες, που έχουν μεγαλύτερη ενεργειακή πυκνότητα και μπορούν να μεταφέρονται χρησιμοποιώντας υπάρχουσες υποδομές. Κάθε μία από αυτές τις λύσεις αυξάνει την ενεργειακή του πυκνότητα κατ' όγκο αλλά σε κάθε μία μέθοδο υπάρχουν περιορισμοί. Σε γενικές γραμμές, κάθε μέθοδος ταιριάζει καλύτερα σε κάποια συγκεκριμένη τελική χρήση και απόσταση μεταφοράς, όπως αναλύθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο.

Ενδεικτικά αναφέρονται τα φυσικά χαρακτηριστικά του υδρογόνου συγκριτικά με αυτά του φυσικού αερίου. Το υδρογόνο έχει υψηλή ενεργειακή πυκνότητα κατά βάρος (33,3 κιλοβατώρες [kWh] ανά κιλό [kg] σε σύγκριση με το μεθάνιο 13,9 kWh/kg), αλλά έχει χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα κατ' όγκο (3 kWh ανά κυβικό μέτρο [m<sup>3</sup>] σε σύγκριση με 10 kWh/m<sup>3</sup> για το μεθάνιο υπό κανονικές συνθήκες).



Notes: CGH<sub>2</sub> = compressed gaseous hydrogen; LH<sub>2</sub> = liquid hydrogen.

Sources: Ehteshami and Chan (2014); Nazir et al. (2020); Singh, Singh and Gautam (2020); Teichmann, Arlt and Wasserscheid (2012).

Εικόνα 12: Ογκομετρική ενεργειακή πυκνότητα διαφόρων λύσεων μεταφοράς υδρογόνου

Το συμπιεσμένο υδρογόνο μπορεί να μεταφερθεί με φορτηγό ή με σωληνωτό ρυμουλκούμενο σε φιάλες αερίου με πιέσεις μεταξύ 200 και 700 bar. Για παράδειγμα, ένα μεγάλο σωληνοειδές ρυμουλκούμενο μπορεί να μεταφέρει έως και 1.100 kg υδρογόνου συμπιεσμένο στα 500 bar (HyLAW, 2019). Η μεταφορά συμπιεσμένου υδρογόνου με φορτηγό είναι βιώσιμη για μικρές αποστάσεις (έως μερικές εκατοντάδες χιλιόμετρα) και για μικρούς όγκους. Για μεγαλύτερες αποστάσεις, το υδρογόνο συνήθως μεταφέρεται σε υγρή μορφή. Η υγροποίηση του υδρογόνου απαιτεί ψύξη του σε θερμοκρασία -253°C ή χαμηλότερη. Ένα φορτηγό μπορεί να μεταφέρει έως 3.500 κιλά υγρού υδρογόνου (Hydrogen Europe, 2020).

Καθώς ο όγκος και η απόσταση αυξάνονται, τα φορτηγά γίνονται λιγότερο εφικτή επιλογή. Αντίθετα, οι αγωγοί συμπιεσμένου υδρογόνου αποτελούν την επόμενη λύση. Μπορούν δυνητικά να μεταφέρουν χιλιάδες τόνους την ημέρα. Αλλά προς το παρόν υπάρχουν μόνο περίπου 5.000 χιλιόμετρα αγωγοί υδρογόνου (σε σύγκριση με τα 3 εκατομμύρια χιλιόμετρα αγωγών ορυκτών αερίων), και αυτά βρίσκονται κυρίως σε βιομηχανικές περιοχές στην Ασία, την Ευρώπη και τη Βόρεια Αμερική (Hydrogen Analysis Resource Center, 2016). Μια επιλογή θα ήταν να αναθεωρηθεί η χρήση των αγωγών που επί του παρόντος προορίζονται για ορυκτό αέριο για τη μεταφορά πράσινου υδρογόνου. Η ανακατασκευή των αγωγών μπορεί να περιλαμβάνει την αντικατάσταση βαλβίδων, ρυθμιστών, συμπιεστών και μετρητές συσκευών, αλλά, σε ορισμένες περιπτώσεις, ανάλογα με το υλικό αγωγού, θα μπορούσε επίσης να απαιτηθεί και η αντικατάσταση των υπαρχόντων.

## 5.1 Πλεονεκτήματα αναθεώρησης και ανακατασκευής των αγωγών φυσικού αερίου

1. Τα δίκτυα αγωγών NG είναι ήδη διαθέσιμα και κοινωνικά αποδεκτά (διαδρομές, συμπεριλαμβανομένων των δικαιωμάτων διέλευσης και χρήσης).
2. Τα δίκτυα φυσικού αερίου μπορούν να μετατραπούν με φθηνότερο κόστος για τη μεταφορά υδρογόνου σε σύγκριση με το κόστος κατασκευής νέων, αποκλειστικών σωλήνων υδρογόνου. Επιπλέον, μια τέτοια μετατροπή μπορεί να γίνει σταδιακά, ανάλογα με τις εξελίξεις της ζήτησης προσφοράς υδρογόνου, δεδομένου ότι υπάρχουν τα τμήματα του υφιστάμενου δικτύου φυσικού αερίου με εκτεταμένη γεωγραφική κάλυψη σε ολόκληρη την ΕΕ.

| Study   | New H2 / Repurposed NG Pipeline | Hydrogen Pipeline diameter (inches) | Unit cost of transportation (EUR/MWh/1000Km) |         |       |
|---|---------------------------------|-------------------------------------|--|---------|-------|
|   |                                 |                                     | Low  | Average | High  |
| Extended European Hydrogen Backbone Report (Guidehouse, 2021) | New                             | 48                                  |  | 4.8     |       |
|   | Repurposed NG                   |                                     |  | 2.4     |       |
|   | New                             | 36                                  |  | 9       |       |
|   | Repurposed NG                   |                                     |  | 3.3     |       |
|   | New                             | 20                                  |  | 21      |       |
|   | Repurposed NG                   |                                     |  | 7.5     |       |
| Gas For Climate "Optimised Gas" Scenario                      | New                             |                                     |  | 7.67    |       |
|   | Repurposed NG                   |                                     |  | 6.17    |       |
| Hydrogen Generation in Europe (Guidehouse, Trectabel, 2020)   | New                             | 48                                  |  | 7.67    |       |
|   | New                             | 34                                  |  | 16.00   |       |
|   | New                             |                                     |  | 19.00   |       |
|   | New                             |                                     | 26.83  |         | 83.00 |
|   | New                             |                                     |  | 75.00   |       |
|   | Repurposed NG                   |                                     |  | 6.17    |       |

Εικόνα 13: Κόστος μεταφοράς καθαρού υδρογόνου βάσει των πηγών που αναφέρονται στον πίνακα. Για λόγους ομοιομορφίας το μοναδιαίο κόστος μεταφοράς έχει κανονικοποιηθεί σε EUR/MWh/1.000km

3. Υπάρχουν ήδη τεχνολογίες για τη μετατροπή της υποδομής φυσικού αερίου σε λειτουργία υδρογόνου σε μεγάλο βαθμό διαθέσιμες και δοκιμασμένες.

## 5.2 Τεχνικοί περιορισμοί αναθεώρησης και ανακατασκευής των αγωγών φυσικού αερίου

1. Ευθραυστότητα του χάλυβα

Το υδρογόνο μπορεί να επιταχύνει την διάβρωση του χάλυβα του αγωγού, η οποία εμφανίζεται κυρίως με τη μορφή ευθραυστότητας που προκαλεί ρωγμές που μπορούν τελικά να οδηγήσουν σε αστοχία του αγωγού. Ωστόσο, υπάρχουν άμεσα διαθέσιμα τεχνικά μέσα για την πρόληψη της διάβρωσης: (α) εσωτερική επίστρωση για χημική προστασία του στρώματος χάλυβα (β) έξυπνη παρακολούθηση γ) διαχείριση της πίεσης λειτουργίας ώστε να αποφευχθούν οι

μεγάλες αλλαγές πίεσης. (δ) ανάμειξη αναστολέων αποικοδόμησης (π.χ. 1000ppm οξυγόνο).

Ορισμένες μελέτες υποδεικνύουν ότι χαμηλότερης ποιότητας, πιο όλκιμος χάλυβας (ποιότητες κάτω από το API X42 και X52) που χρησιμοποιούνται γενικά για αγωγούς που κατασκευάστηκαν μεταξύ 1980 και 2000 θα μπορούσαν να επηρεαστούν λιγότερο από την ευθραυστότητα που προκαλεί το υδρογόνο συγκριτικά με λιγότερο όλκιμους χάλυβες (ποιότητες πάνω από X52). Ωστόσο, άλλες μελέτες δείχνουν ότι υψηλότερης ποιότητας χάλυβας X70 θα μπορούσε να είναι πραγματικά καλύτερος από χαμηλότερης ποιότητας (X52). Επομένως, εκεί δεν υπάρχει σαφές ομόφωνο συμπέρασμα σχετικά με τη σχέση ποιότητας χάλυβα και ευθραυστότητας.

Επιπλέον, η έκθεση GRTGaz σημειώνει ότι γαλλικά περιφερειακά δίκτυα με μικρότερες διαμέτρους των χαλύβδινων σωλήνων και με χαμηλότερη αντοχή διαρροής είναι λιγότερο ευαίσθητοι στην ευθραυστότητα του υδρογόνου σε σύγκριση με μεγαλύτερους αγωγούς μεταφοράς, που είναι πιθανό να κατασκευαστούν τεχνολογικά με πιο προηγμένους τύπους χάλυβα. Οι σωλήνες πολυμερών ενισχυμένων με ίνες είναι επίσης κατάλληλοι για μεταφορά υδρογόνου, αλλά διατίθενται μόνο σε μικρότερες διαμέτρους (κυρίως για αέριο διανομής) αντί για μεγαλύτερες διαμέτρους χαλύβδινων αγωγών (6" αντί για 56" ή μεγαλύτερες).

2. Τα δίκτυα φυσικού αερίου θα πρέπει να υποβληθούν σε αφαίρεση ανεπιθύμητων εξαρτημάτων, παρακολούθησης των αγωγών για εντοπισμό ρωγμών, αντικαταστάσεις εξαρτημάτων βαλβίδων, συν κατά προτίμηση ένα στρώμα εσωτερικής επίστρωσης (για να επιτρέπεται λειτουργούν με καθαρό υδρογόνο σε υψηλές πιέσεις).
3. Μια άλλη τεχνική πρόκληση που αξίζει περαιτέρω μελέτης, δεδομένου ότι ορισμένες εφαρμογές υδρογόνου απαιτούν πολύ υψηλή καθαρότητα υδρογόνου είναι η επεξεργασία και τα αποτελέσματα των υπολειμμάτων του θείου που χρησιμοποιείται για την οσμή του φυσικού αερίου και άλλων υπολειμμάτων που παραμένουν στο δίκτυο των αγωγών.

Μελέτη μεταφοράς πράσινου υδρογόνου σε μεγάλες αποστάσεις μέσω καλωδίων ή αγωγών

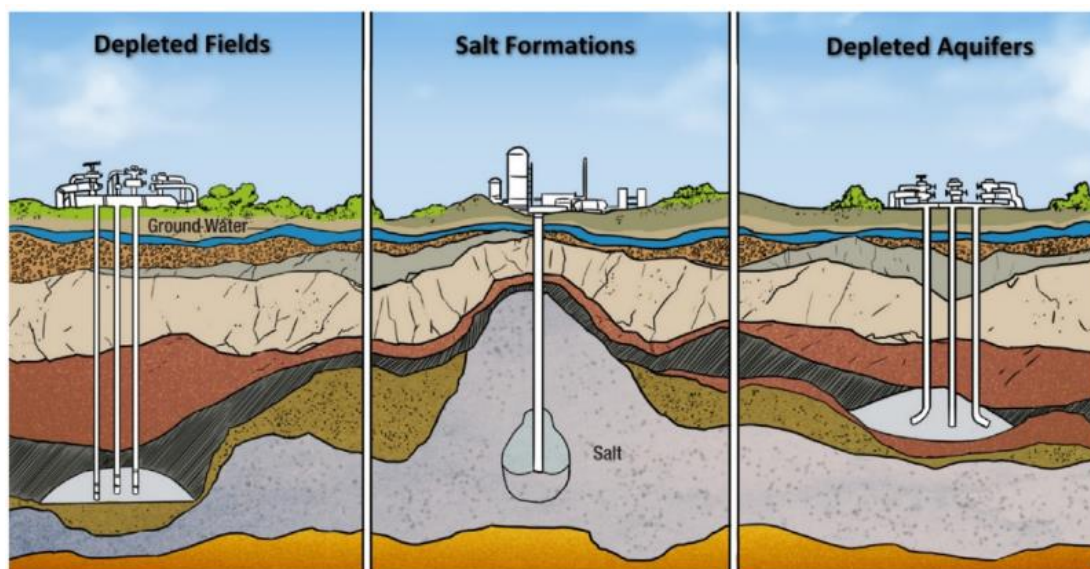
## 6. Αποθήκευση υδρογόνου

Η αποθήκευση υδρογόνου είναι ζωτικής σημασίας για την ανέλιξη του πράσινου υδρογόνου και η καταλληλότητά του για αποθήκευση είναι πολύτιμη για όλο τον ενεργειακό κλάδο. Το υδρογόνο μπορεί να παρέχει εποχιακή αποθήκευση στο σύστημα ισχύος, μια υπηρεσία που παρέχεται σε περιορισμένο εύρος των τεχνολογιών. Επιπλέον, η αποθήκευση υδρογόνου είναι απαραίτητη για τη διατήρηση σταθερής εισροής ενέργειας σε εφαρμογές αδιάλειπτης λειτουργίας (π.χ. χαλυβουργία). Οι μορφές αποθήκευσης υδρογόνου φαίνονται παρακάτω.

## 6.1 Αποθήκευση υδρογόνου σε αέρια κατάσταση

Το υδρογόνο μπορεί να συμπιεστεί και να αποθηκευτεί ως αέριο υπό πίεση σε φιάλες, δεξαμενές ή υπόγεια σπήλαια, με πίεση έως και 700 bar σε κατάλληλες φιάλες. Ενδεικτικά, για κατανάλωση κάτω των 50 m<sup>3</sup>/h, διατηρείται σε αέρια μορφή σε φιάλες. Στα οχήματα με κυψέλες καυσίμου στις μεταφορές, το αέριο υδρογόνο αποθηκεύεται στα 700 bar. Δεδομένου ότι η ενεργειακή πυκνότητά του κατ' όγκο είναι χαμηλή, είναι απαραίτητο να συμπιέζεται σε πολύ υψηλές πιέσεις για να μειωθεί το μέγεθος της αποθήκευσής του. Η συμπίεση του αντιπροσωπεύει περίπου το 7% της θερμογόνου δύναμής του για να μεταβεί από το 1 στα 200 bar και 10% για να φτάσει στα 700 bar. Αποθηκεύοντας αέριο υδρογόνο υπόγεια, είναι συχνά δυνατόν να αποθηκευτεί πολύ μεγαλύτερος όγκος καθώς και να επιτευχθούν υψηλότερες πιέσεις από ό,τι επίγεια [54-58]. Στα τέλη του 2016, υπήρχαν περίπου 672 εγκατεστημένες υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικών αερίων παγκοσμίως, που συνολικά περιείχαν περίπου 424 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα φυσικού αερίου [59].

Στην εικόνα, απεικονίζονται διάφοροι τύποι υπόγειων αποθηκευτικών χώρων, όπως κοιτάσματα φυσικού αερίου και πετρελαίου, υδροφόροι ορίζοντες, εγκαταλελειμμένα ορυχεία, πετρώματα και αλατοσπήλαια [60]. Τα τελευταία, τα σπήλαια άλατος, είναι γενικά η καλύτερη λύση για την αποθήκευση υδρογόνου και αυτό λόγω των παρακάτω ωφέλιμων ιδιοτήτων τους: 1) ταχείς ρυθμοί έγχυσης και άντλησης, 2) χαμηλά ποσοστά διαρροής, 3) χαμηλός κίνδυνος μόλυνσης του υδρογόνου, 4) χαμηλό κόστος κατασκευής μαξιλάρι [61]. Αξίζει να σημειωθεί ότι οι υπόγειες τεχνολογίες αποθήκευσης δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν οπουδήποτε δεδομένου ότι οι γεωλογικές συνθήκες απλά δεν υπάρχουν παντού. [62]. Επιλογές υπέργειας αποθήκευσης υδρογόνου μεγάλης κλίμακας είναι πολυάριθμες [61], αν και καμία από αυτές δεν είναι τέλεια και οι περισσότερες από αυτές απαιτούν περαιτέρω ανάπτυξη και τελειοποίηση προτού γίνουν οικονομικά βιώσιμες.



Εικόνα 14: Διαφορετικοί τύποι υπόγειας αποθήκευσης υδρογόνου,

## 6.2 Αποθήκευση υδρογόνου στερεάς κατάστασης

Αφήνοντας το αέριο υδρογόνο να αντιδράσει με ένα μέταλλο στην λεγόμενη διαδικασία υδρογόνωσης, σχηματίζονται υδρίδια μετάλλων [61]. Αυτό το επιτρέπει την αποθήκευση υψηλής πυκνότητας λόγω των χημικών δεσμών μεταξύ των ατόμων του μετάλλου και του υδρογόνου [63]. Αυτή η αποθήκευση στερεάς μορφής θεωρείται ως ο ασφαλέστερος τρόπος όπου το υδρογόνο συνδυάζεται με υλικά μέσω φυσικής προσρόφησης ή χημικής προσρόφησης. Το υδρογόνο μπορεί να αποθηκευτεί και να αντληθεί από το σημείο αποθήκευσής του με θερμική εισαγωγή σε ατμοσφαιρική πίεση, αποφεύγοντας έτσι το κόστος της προετοιμασίας (συμπύεση, υγροποίηση). Ωστόσο, υπάρχουν διάφορα μέταλλα αποθήκευσης υδρογόνου που μπορούν να χρησιμοποιηθούν, αλλά τα περισσότερα από αυτά είναι κάπως 'προβληματικά' και χρειάζονται πρόσθετη παραγωγή για να αποδειχθούν βιώσιμα [61]. Ένα κρίσιμο κριτήριο της επιλογής μετάλλου για την αποθήκευση μεταλλικών υδριδίων, εκτός από τη χωρητικότητα αποθήκευσης, είναι η αντιστρεψιμότητα της υδρογόνωσης. Με άλλα λόγια, είναι άκρως απαραίτητο για να είναι οικονομικά βιώσιμη η διαδικασία αποθήκευσης, όσο και για τον γενικό πρακτικό χειρισμό να γνωρίζουμε πόσο ισχυροί γίνονται οι δεσμοί υδρογόνου-μέταλλο και σε ποια θερμοκρασία πρέπει να θερμανθεί το υδρίδιο μετάλλου για να σπάσουν οι δεσμοί κατά την αφυδρογόνωση. Το μαγνήσιο έχει αποδειχθεί ότι είναι μια καλή επιλογή μετάλλου, καθώς είναι ευρέως διαθέσιμο με χαμηλό κόστος και έχει μακροχρόνια ικανότητα βαρυμετρικής αποθήκευσης που φθάνει έως και περίπου 7,6 % κ.β., και έχει υψηλή αντιστρεψιμότητα [64]. Από την άλλη, τα υδρίδια επιβαρύνονται από το βάρος τους και τη θερμική διαχείριση που απαιτείται για την προσρόφηση και εκρόφηση των υδρογόνου. Παρόμοια με την αποθήκευση μεταλλικών υδριδίων, είναι δυνατή η αύξηση της πυκνότητας αποθήκευσης αφήνοντας το υδρογόνο να συνδεθεί χημικά με χημικούς φορείς υδρογόνου, όπως η αμμωνία, η μεθανόλη και η μυρμηκικό οξύ [61], τα οποία είναι γενικά υγρά. Η υγρή κατάσταση του υδριδίου απλοποιεί γενικά τη μεταφορά καθώς και τη μεταφορά θερμότητας και μάζας των διεργασιών υδρογόνωσης και αφυδρογόνωσης [65]. Ακόμη και η ίδια η αποθήκευση κατά κάποιο τρόπο απλοποιείται, δεδομένου ότι η υποδομή για χύδην χημικές ουσίες (όπως οι φορείς υδρογόνου) είναι ήδη ευρέως εφαρμοσμένες. Η μεθανόλη και η αμμωνία είναι δύο από τους πλέον χρησιμοποιούμενους χημικούς φορείς υδρογόνου. Η μεθανόλη έχει βαρυμετρική ικανότητα αποθήκευσης περίπου 12,5 % κ.β., ενώ η ίδια τιμή για την αμμωνία φτάνει τα μέχρι περίπου 17,7 % κ.β. [61]. Και οι δύο μπορούν να παραχθούν με τη σύνθεση φυσικού αερίου, αν και έχουν επίσης αναπτυχθεί πρόσφατα νεότερες και πιο φιλικές, περιβαλλοντικά, προσεγγίσεις, που βασίζονται στην ηλεκτρόλυση του νερού.

## 6.3 Αποθήκευση υδρογόνου σε υγρή κατάσταση

Η αποθήκευση του υδρογόνου σε υγρή μορφή είναι ένας άλλος τρόπος για να αυξηθεί η πυκνότητα της ουσίας, καθώς το υδρογόνο σε υγρή κατάσταση ζυγίζει



περίπου 70 kg/m<sup>3</sup> [66]. Αυτός ο τύπος αποθήκευσης απαιτεί σημαντική ποσότητα ενέργειας κατά τη διαδικασία ψύξης, καθώς το υδρογόνο βράζει ήδη στους -253 C, καθώς και μια πολύπλοκη δεξαμενή με μόνωση κενού. Παρ' όλα αυτά, η τεχνική αυτή έχει καθιερωθεί αρκετά καλά με παγκόσμια δυναμικότητα υγροποίησης περίπου 355 τόνων ημερησίως [67]. Η αποθήκευση υγρού υδρογόνου δεν είναι οικονομική για μακροχρόνια αποθήκευση λόγω της σταδιακής μείωσης του αποθηκευμένου όγκου ως αποτέλεσμα του φαινομένου της εκτόνωσης [68]. Στην πραγματικότητα, η δεξαμενή αποθήκευσης απορροφά θερμότητα και έτσι εξατμίζεται το υγρό υδρογόνο, το οποίο πρέπει να εξαερίζεται για να αποφευχθεί η δημιουργία υπερπίεσης στις δεξαμενές.

Επί του παρόντος δύο είναι οι κύριες επιλογές αποθήκευσης υδρογόνου: οι δεξαμενές και οι υπόγειοι γεωλογικοί σχηματισμοί. Δεξαμενές διαφόρων μεγεθών και πιέσεων χρησιμοποιούνται ήδη στη βιομηχανία. Ταιριάζουν περισσότερο σε μικρούς όγκους (έως περίπου 10.000 m<sup>3</sup>), είναι για συχνή χρήση (καθημερινή), και έχουν υψηλές πιέσεις λειτουργίας (περίπου 1000 bar). Η υπόγεια αποθήκευση είναι δυνατή σε διάφορους τύπους των δεξαμενών, αλλά το πιο εφικτό μέχρι σήμερα είναι το σπήλαια άλατος, τα οποία χρησιμοποιούνται και στην αποθήκευση ορυκτών αερίων. Η υπόγεια αποθήκευση είναι κατάλληλη για μεγάλους όγκους και μεγάλα χρονικά πλαίσια (εβδομάδες έως μήνες), και έχει χαμηλότερη πίεση λειτουργίας (50–250 bar).

Τα σπήλαια αλατιού είναι διαδεδομένα σε όλο τον κόσμο, αλλά μερικές χώρες έχουν περιορισμένη χωρητικότητα. Ασία-Ειρηνικός, Νότια Αμερική, Νότια Ευρώπη και δυτική ακτή της Βόρειας Αμερικής, για παράδειγμα, έχουν λίγα τέτοια αλατοσπήλαια. Αλατοσπήλαια για αποθήκευση υδρογόνου υπάρχουν μόνο σε δύο χώρες (Ηνωμένες Πολιτείες και Ηνωμένο Βασίλειο). Η συνολική χωρητικότητα που χρησιμοποιήθηκε ανήλθε σε περίπου 250 γιγαβατώρες (GWh) το 2019 (Blanco και Faaij, 2018. BNEF, 2019; Caglayan et al., 2019; Hévin, 2019) και το 2021 ήταν 512 GWh όπως φαίνεται στον πίνακα 3 της IEA.

Πίνακας 3: Υφιστάμενες εγκαταστάσεις αποθήκευσης υδρογόνου και μελλοντικά έργα όπως καταγράφονται στην ιστοσελίδα της IEA [35].

| Name                                      | Country         | Project start year | Operator/ developer                                | Working storage (GWh)    | Type           | Status                    |
|---|-----------------|--------------------|--|--------------------------|----------------|---------------------------|
| <b>Teeside</b>                            | United Kingdom  | 1972               | Sabic  | 27                       | Salt cavern    | Operational               |
| <b>Clemens Dome</b>                       | United States   | 1983               | Conoco Philips                                     | 82                       | Salt cavern    | Operational               |
| <b>Moss Bluff</b>                         | United States   | 2007               | Praxair  | 125                      | Salt cavern    | Operational               |
| <b>Spindletop</b>                         | United States   | 2016               | Air Liquide  | 278                      | Salt cavern    | Operational               |
| <b>Underground Sun Storage</b>            | Austria         | 2016               | RAG  | 10% H <sub>2</sub> blend | Depleted field | Demo                      |
| <b>HyChico</b>                            | Argentina       | 2016               | HyChico, BRGM                                      | 10% H <sub>2</sub> blend | Depleted field | Demo                      |
| <b>HyStock</b>                            | The Netherlands | 2021               | EnergyStock  | -                        | Salt cavern    | Pilot                     |
| <b>HYBRIT</b>                             | Sweden          | 2022               | Vattenfall<br>SSAB, LKAB                           | -                        | Rock cavern    | Pilot                     |
| <b>Rüdersdorf</b>                         | Germany         | 2022               | EWE  | 0.2                      | Salt cavern    | Under construction        |
| <b>Hypster</b>                            | France          | 2023               | Storengy   | 0.07-1.5                 | Salt cavern    | Engineering study         |
| <b>HyGéo</b>                              | France          | 2024               | HDF, Teréga  | 1.5                      | Salt cavern    | Feasibility study         |
| <b>HySecure</b>                           | United Kingdom  | mid-2020s          | Storengy, Inovvn                                   | 40                       | Salt cavern    | Phase 1 feasibility study |
| <b>Energiepark Bad Lauchstädt Storage</b> | Germany         | -                  | Uniper, VNG<br>ONTRAS, DBI<br>Terrawatt            | 150                      | Salt cavern    | Feasibility study         |
| <b>Advanced Clean Energy Storage</b>      | United States   | mid-2020s          | Mitsubishi Power<br>Americas<br>Magnum Development | 150                      | Salt cavern    | Proposed                  |

IEA. All rights reserved

## 7. Εμπόδια στον εφοδιασμό υδρογόνου

Παρά τους ισχυρούς παράγοντες που οδηγούν στην παγκόσμια απορρόφηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, του πράσινου υδρογόνου και τον αριθμό των παικτών που υποστηρίζουν αυτή την ενεργειακή μετάβαση, είναι πολλά τα εμπόδια που πρέπει να αντιμετωπίσει τόσο ο κλάδος της ηλεκτρόλυσης όσο και οι υποδομές για την μεταφορά του υδρογόνου. Τα πιο σημαντικά εμπόδια περιλαμβάνουν το υψηλό κόστος, ζητήματα βιωσιμότητας, ασαφές μέλλον και έλλειψη ζήτησης, ακατάλληλες δομές συστημάτων ισχύος και έλλειψη τεχνικών και εμπορικών προτύπων.

### 7.1 Κόστος

#### 7.1.1 Εμπόδια κόστους

Πρώτος σημαντικός παράγοντας για την ευρεία παραγωγή πράσινου υδρογόνου είναι ο οικονομικός. Για να είναι οικονομικά ελκυστικό, το πράσινο υδρογόνο θα πρέπει να είναι ισότιμο τόσο με το γκρι υδρογόνο, για τους τομείς που ήδη χρησιμοποιούν υδρογόνο, όσο με τα ορυκτά καύσιμα για τομείς που δεν χρησιμοποιούν τεχνικές απαλλαγής από άνθρακα.

Το τρέχον εκτιμώμενο κόστος του υδρογόνου ορυκτών καυσίμων είναι περίπου 1,5 EUR/kg για την ΕΕ, και εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις τιμές του φυσικού αερίου χωρίς να λαμβάνεται υπόψη το κόστος του CO<sub>2</sub>. Το εκτιμώμενο κόστος του υδρογόνου ορυκτών καυσίμων με δέσμευση και αποθήκευση διοξειδίου του άνθρακα είναι περίπου 2 EUR/kg, ενώ το κόστος του ανανεώσιμου υδρογόνου είναι 2,5-5,5 EUR/kg.



### 7.1.2 Κόστος Παραγωγής

Το κόστος παραγωγής του πράσινου υδρογόνου εξαρτάται από το επενδυτικό κόστος των ηλεκτρολυτών, τον συντελεστή χωρητικότητάς τους, που είναι ένα μέτρο του πόσο χρησιμοποιείται πραγματικά η ηλεκτρόλυση, και το κόστος ή την τιμή ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ανάλογα με το αν παράγεται πλήρως τοπικά ή αγοράζεται από το δίκτυο ή μέσω συμφωνιών της αγοράς ρεύματος (PPAs).

Οι τρέχουσες τεχνολογικές επιλογές εξακολουθούν να είναι ακριβές, τόσο για την παραγωγή όσο και για την μεταφορά όλων των στοιχείων της αξιακής αλυσίδας. Το κόστος των ηλεκτρολυτικών κυψελών έχει ήδη μειωθεί κατά 60 % την τελευταία δεκαετία και, με οικονομίες κλίμακας, αναμένεται να μειωθεί στο ήμισυ το 2030 σε σύγκριση με σήμερα. Σε περιοχές όπου η ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές είναι φθηνή, οι ηλεκτρολυτικές κυψέλες αναμένεται να είναι σε θέση να ανταγωνιστούν το υδρογόνο ορυκτών καυσίμων το 2030. Ωστόσο ο πιο κρίσιμος παράγοντας για το κόστος του πράσινου υδρογόνου, είναι η τιμή του πράσινου ηλεκτρισμού που χρησιμοποιείται στη διαδικασία ηλεκτρόλυσης.

Το 2020 το επενδυτικό κόστος μιας μονάδας αλκαλικής ηλεκτρόλυσης ήταν περίπου 750-800 USD ανά κιλοβάτ (kW), με υψηλή ευαισθησία στη χωρητικότητα αυτής, κάτω από 1 MW, το κόστος επένδυσης θα μπορούσε να διπλασιαστεί. Υπό βέλτιστες συνθήκες χαμηλού κόστους ανανεώσιμης ενέργειας, το πράσινο υδρογόνο μπορεί να επιτύχει ανταγωνιστικότητα κόστους με το υδρογόνο με σύγκριση με το υδρογόνο που προέρχεται από ορυκτά καύσιμα.

Το κόστος παραγωγής ηλιακής και αιολικής ενέργειας έχει μειωθεί θεαματικά την τελευταία δεκαετία. Αυτό είναι ένα καλό σημάδι για το τι θα συμβεί σχετικά με το κόστος του πράσινου υδρογόνου στο μέλλον.

Το 2018 τιμή της ηλιακής ενέργειας συρρικνώθηκε παγκοσμίως σε μία μέση τιμή των 56 USD/MWh και η χερσαία αιολική ενέργεια στα 48 USD/MWh (IRENA, 2019a). Νέες χαμηλές τιμές ρεκόρ συμφωνήθηκαν σε όλο τον κόσμο το 2020, σε 13,5 USD/MWh για ηλιακά φωτοβολταϊκά στο Άμπου Ντάμπι (Ηνωμένα Αραβικά Εμιράτα) με τους ειδικούς να αναμένουν ότι θα μειωθούν ακόμη περισσότερο στο εγγύς μέλλον. Ωστόσο, δεδομένων αυτών των τιμών και των συντελεστών δυναμικότητας των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής μεταβλητής ανανεώσιμης ενέργειας (VRE), το τρέχον κόστος για το πράσινο υδρογόνο κυμαίνεται από περίπου 4-6 USD/kg. Συγκριτικά, το κόστος του γκρίζου υδρογόνου είναι επί του παρόντος περίπου 1-2 USD/kg.

### 7.1.3 Κόστος μετατροπής

Η διαδικασία συμπίεσης για φορτηγά, λαμβάνοντας υπόψη και το κεφαλαιουχικό κόστος της μονάδας συμπίεσης και την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, προσθέτει

περίπου 1-1,5 USD/kg H<sub>2</sub> (Parks et al., 2014) [38]. Ομοίως, η διαδικασία υγροποίησης θα μπορούσε να προσθέσει περίπου 2-3 USD/kg H<sub>2</sub> (DOE, 2019) [40]. Εκτιμήσεις του κόστους μετατροπής από υδρογόνο σε η αμμωνία το 2030 κυμαίνονται μεταξύ 0,4-0,9 USD/kg. Η επαναμετατροπή μπορεί να διπλασιάσει ή να τριπλασιάσει αυτά τα κόστη. Ωστόσο, η αμμωνία μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως πρώτη ύλη και ως καύσιμο, επομένως αυτή η διαδικασία μπορεί να μην χρειάζεται. Το κόστος μετατροπής του υδρογόνου σε LOHC και στη συνέχεια επαναφοράς του στην προηγούμενη κατάσταση αναμένεται να είναι της τάξης του 1,3-2,3 USD/kg έως το 2030 (McKinsey, 2021) [39].

#### 7.1.4 Κόστος μεταφοράς

Το υδρογόνο μπορεί να μεταφερθεί σε καθαρή μορφή ως συμπιεσμένο αέριο ή σε υγρή κρυογονική μορφή, ή μετατρέπεται σε άλλους φορείς υδρογόνου όπως αμμωνία ή LOHC. Ομοίως με τη μεταφορά φυσικού αερίου και άλλων αερίων, η πιο οικονομική μορφή μεταφοράς υδρογόνου εξαρτάται από διάφορους παράγοντες όπως ο όγκος που μεταφέρεται, η απόσταση και ο φορέας ενέργειας. Επιπλέον, το επενδυμένο κόστος για την απόκτηση του ίδιου του μεταφορικού μέσου (φορτηγά, πλοία, αγωγοί) πρέπει να προστεθεί στο λειτουργικό κόστος της μεταφοράς.

Πρόσφατη έκθεση της Επιτροπής Ενεργειακής Μετάβασης (Energy Transition Commissions) προσδιορίζει τρία κύρια «σημεία αιχμής» για να εξακριβώσει την πιο οικονομική μορφή μεταφοράς καθαρού υδρογόνου με βάση την απόσταση και τους όγκους που θα μεταφερθούν.

Για μικρότερους όγκους και αποστάσεις (λιγότερο από 10 τόνους υδρογόνου την ημέρα και λιγότερο από 200 km), η μεταφορά υδρογόνου με φορτηγά φαίνεται να είναι η πιο οικονομική επιλογή, σε συμπιεσμένη μορφή για μικρές αποστάσεις και σε υγρή μορφή για μικρούς όγκους και μεγαλύτερες αποστάσεις (εκατοντάδες χιλιόμετρα). Για όγκους άνω των 10 τόνων/ημέρα, οι αγωγοί φαίνονται ως η φθηνότερη επιλογή μεταφοράς στις περισσότερες περιπτώσεις: οι αγωγοί διανομής προτιμούνται για τοπικά δίκτυα, ενώ αγωγοί μεταφοράς χωρητικότητας άνω των 100 τόνων ανά ημέρα είναι καταλληλότεροι για μεταφορά μεγάλων όγκων σε μεγαλύτερες αποστάσεις. Η χρήση πλοίων για άλλους φορείς υδρογόνου (αμμωνία) φαίνεται να είναι πιο συμφέρουσα για διηπειρωτικές αποστάσεις χιλιάδων km, απαιτώντας υψηλές χωρητικότητες (>100 t/ημέρα).

Το πολύ υψηλό κόστος μεταφοράς και μετατροπής είναι οι δύο λόγοι που κάνουν το πράσινο υδρογόνο οικονομικά μη βιώσιμο, και συνεπώς οι μονάδες ηλεκτρόλυσης αυτού θα πρέπει να κατασκευαστούν μόνο κοντά σε κέντρα μεγάλης ζήτησης.

Το λειτουργικό κόστος μεταφοράς μέσω αγωγού είναι μικρό και εξαρτάται από την απόσταση και τον ρυθμό ροής: υψηλότερες τιμές ροής επιτρέπουν την επίτευξη πρωτοποριακών οικονομιών με μειωμένο κόστος ανά μονάδα μεταφερόμενου υδρογόνου. Ωστόσο, η επαναχρησιμοποίηση ή η κατασκευή ενός νέου αγωγού υδρογόνου είναι οικονομικά δυσπρόσιτη, της τάξης εκατομμυρίων δολαρίων ανά χιλιόμετρο [48].

Η μελέτη European Hydrogen Backbone [49] αναφέρει ότι το κόστος κεφαλαίου ανά km ανακαινισμένου αγωγού υδρογόνου θα ανέρχεται στο ~33% του κόστους ενός νεόδμητου. Το λειτουργικό κόστος της μεταφοράς υδρογόνου θεωρείται χαμηλό (περίπου 2% του ενεργειακού περιεχομένου του υδρογόνου που μεταφέρεται σε απόσταση 1 000 km). Σύμφωνα με αυτή τη μελέτη, το κόστος μεταφοράς υδρογόνου μέσω αγωγών θα μπορούσε να κυμαίνεται από 0,09 € έως 0,17 € ανά kg H<sub>2</sub> /1000 km, που αντιπροσωπεύει περίπου το 10% του κόστους παραγωγής υδρογόνου (όταν το εκτιμώμενο κόστος παραγωγής υδρογόνου κυμαίνεται μεταξύ 1-2 € ανά κιλό, με την προϋπόθεση ότι ο συντελεστής φόρτισης των ηλεκτρολυτών είναι στις 5000 ώρες/έτος – που είναι μια αισιόδοξη εκτίμηση).

Το Παράρτημα Α της συγκεκριμένης μελέτης περιλαμβάνει λεπτομερείς υποθέσεις κόστους για την κατασκευή και μετασκευή της υποδομής αγωγών υδρογόνου.

Μπορεί να ειπωθεί ότι η κεφαλαιουχική δαπάνη (CAPEX) για έναν νέο αγωγό καθαρού υδρογόνου είναι το 110-150% της αντίστοιχης για έναν νέο αγωγό φυσικού αερίου με παρόμοια διάμετρο. Το CAPEX για έναν επαναχρησιμοποιημένο αγωγό αντιστοιχεί στο 10-35% του CAPEX ενός νέου αγωγού υδρογόνου με παρόμοια διάμετρο. Επιπλέον, το κόστος αντικατάστασης της βαλβίδας εξαρτάται από την απόσταση μεταξύ των βαλβίδων. Εάν οι βαλβίδες πρέπει να αντικαθίστανται κάθε 15 km, το κόστος θα αυξηθεί.

Η μελέτη Gas for Climate του 2019 [50] εκτιμά το εξισορροπημένο κόστος μεταφοράς υδρογόνου σε 0,23 € ανά κιλό H<sub>2</sub>/1 000 χλμ.

Η Γερμανική Ένωση Διαχειριστών Μεταφοράς Αερίου εκτιμά ότι το κόστος κατασκευής νέων αγωγών υδρογόνου είναι σχεδόν 9 φορές υψηλότερο από το κόστος μετατροπής των υπαρχόντων.

Η μελέτη Navigant [51] εκτιμά το κόστος των νέων αγωγών υδρογόνου στο 124% του εκτιμώμενου κόστους επαναχρησιμοποίησης της υπάρχουσας υποδομής φυσικού αερίου [4,6 ευρώ ανά MWh/600km] σε σύγκριση με το τελευταίο στα €3,7 ανά MWh/600km. Επιπλέον, το συνολικό κόστος για την ανακατασκευή του ολλανδικού δικτύου διανομής ώστε να μπορεί να χρησιμοποιηθεί για το υδρογόνο εκτιμήθηκε σε 700 εκατομμύρια ευρώ, τα οποία μπορεί να οδηγήσουν σε αύξηση του οικιακού τιμολογίου κατά 10%-50%. Λαμβάνοντας υπόψη την απαιτούμενη αντικατάσταση των συμπιεστών και των συσκευών μέτρησης, η Navigant αξιολογεί το συνολικό κόστος της υποδομής υδρογόνου, συμπεριλαμβανομένων και των λειτουργικών δαπανών περίπου στα 4,15 € ανά MWh για τυπικές μέσες αποστάσεις μεταφοράς των 600 km. Βάσει της ίδιας μελέτης, το συνολικό ετήσιο κόστος της υποδομής υδρογόνου προβλέπεται να είναι 9,5 δισεκατομμύρια ευρώ έως το 2050.

Η μελέτη Hydrogen Generation in Europe: Overview of Costs and Key Benefits Notes a Relatively Low Cost for Repurposing [52] της Ευρωπαϊκής Επιτροπής εκτιμά το CAPEX για ανακαινισμένους αγωγούς σε 0,37 εκατομμύρια ευρώ ανά χιλιόμετρο σε

τιμές του 2019. Για νέους αποκλειστικούς αγωγούς υδρογόνου, το CAPEX κυμαίνεται από 0,93 € ( για αγωγό 16” στο Ηνωμένο Βασίλειο) έως 3,28 εκατομμύρια ευρώ (για αγωγό 48” στο ΗΒ) ανά km σε τιμές 2019.

Το σταθμισμένο κόστος μεταφοράς (LCOT) υδρογόνου κυμαίνεται από 3,7 €/ MWh/ 600 km (ανακατασκευασμένου αγωγού) από 4,6 € έως 45 € /MWh/600km για νέους αγωγούς αποκλειστικά υδρογόνου.

Για μετάδοση και διανομή (T&D), το κόστος μεταφοράς υδρογόνου κυμαίνεται από 8 έως 66 ευρώ ανά MWh/600 km μεταφοράς και πάνω από 30 km διανομής, ποσό που αντιπροσωπεύει μόνο ένα μικρό κλάσμα του συνολικού κόστους για την παράδοση υδρογόνου.

#### 7.1.5 Κόστος αποθήκευσης

Προκειμένου το υδρογόνο να διαδραματίσει ουσιαστικό ρόλο στο ενεργειακό σύστημα, απαιτούνται σημαντικές δυνατότητες αποθήκευσης του για την εξισορρόπηση της ζήτησης και της προσφοράς. Ενώ υπάρχουν πολλές τεχνολογίες (π.χ. πλοία υπό πίεση, δεξαμενές υγρού υδρογόνου κ.λπ.), παρακατω επικεντρωνόμαστε στις τεχνολογίες υπόγειας αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας: σπήλαια άλατος, εξαντλημένα κοιτάσματα φυσικού αερίου και βραχώδη σπήλαια. Τα σπήλαια αλατιού χρησιμοποιούνται ήδη σήμερα, ενώ οι δύο τελευταίες επιλογές διερευνώνται ενεργά για πιθανή χρήση.

Πίνακας 4: Κόστος επένδυσης και LCOS των τεχνολογιών υπόγειας αποθήκευσης υδρογόνου

| <b>Κόστος επένδυσης</b>  |                 |                |                             |  |              |
|--|-----------------|----------------|-----------------------------|--|--------------|
| <b>Τεχνολογία</b>  | <b>Ελάχιστο</b> | <b>Μέγιστο</b> | <b>Μονάδες</b>              | <b>Σχόλια</b>  | <b>Πηγή</b>  |
| <b>Εξαντλημένο πεδίο φυσικού αερίου</b>                                    | 280             | 424            | EUR2019/<br>MWhh2           | CAPEX συμπεριλαμβανομένων των συμπίεστων και των σωληνώσεων, 4% OPEX.  | (BNEF, 2019) |
| <b>Σπήλαια αλατιού</b>   | 334             | 334            | EUR2019/<br>MWhh2<br>stored | CAPEX για 1.160 τόνους παραγωγικής ικανότητας (+1/3 επιπλέον για το αέριο), αλλά εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τη γεωγραφία. 4% OPEX, περιλαμβάνει συμπίεστες και αντλίες. | (BNEF, 2019) |
| <b>Βραχώδη σπήλαια</b>   | 1232            | 1232           | EUR2019/<br>MWhh2<br>stored | 4% OPEX.   | (BNEF, 2019) |
| <b>Ισοσταθμισμένο κόστος αποθήκευσης -Levelized cost of storage (LCOS)</b> |                 |                |                             |  |              |
| <b>Τεχνολογία</b>  | <b>Ελάχιστο</b> | <b>Μέγιστο</b> | <b>Μονάδες</b>              | <b>Σχόλια</b>  | <b>Πηγή</b>  |
| <b>Σπήλαια αλατιού</b>   | 6               | 26             | EUR2019/<br>MWhh2           | 300-10.000 τόνοι ανά σπηλιά, Ελάχιστο: μηνιαία ανακύκλωση, Μέγιστο: εξαμηνιαία ανακύκλωση.   | (BNEF, 2019) |
|  | 17              | 17             | EUR2019/<br>MWhh2           |  | (IEA, 2019)  |
| <b>Βραχώδη σπήλαια</b>   | 19              | 104            | EUR2019/<br>MWhh2           | 300-2.500 τόνοι ανά σπηλιά, Ελάχιστο: μηνιαία ανακύκλωση, Μέγιστο: εξαμηνιαία ανακύκλωση.  | (BNEF, 2019) |
| <b>Εξαντλημένο πεδίο φυσικού αερίου</b>                                    | 51              | 76             | EUR2019/<br>MWhh2           | Κόστος για δυναμικότητα αερίου εργασίας, 1 κύκλος/έτος. Συμπεριλαμβανομένου του κόστους για συμπίεση και τους αγωγούς που απαιτούνται για τη λειτουργία της εγκατάστασης   | (BNEF, 2019) |

## 7.2 Ζητήματα βιωσιμότητας

Η παραγωγή γκρι υδρογόνου από μεθάνιο εκπέμπει περίπου 9 kg CO<sub>2</sub>/ kg H<sub>2</sub>. Ωστόσο, αυτή η τιμή λαμβάνει υπόψη μόνο η παραγωγή υδρογόνου: το μεθάνιο που χρησιμοποιείται για την παραγωγή του χρειάζεται να μεταφερθεί και αυτή η δραστηριότητα συνεπάγεται διαρροές. Το μεθάνιο είναι κύριο αέριο του θερμοκηπίου (GHG) και οι διαρροές αυτού αποτελούν σημαντικό παράγοντα της κλιματικής αλλαγής. Οι εκτιμήσεις για ανθρωπογενείς εκπομπές μεθανίου υπόκεινται σε υψηλό βαθμό αβεβαιότητας, με τις τελευταίες να είναι περίπου 335 Mt ετησίως (Saunio et al., 2016) [41], που ισοδυναμεί με 28.810 Mt διοξειδίου του άνθρακα.

Οι μειωμένες εκπομπές CO<sub>2</sub> είναι το κύριο πλεονέκτημα του πράσινου υδρογόνου. Ωστόσο, εάν οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούνται για την

ηλεκτρόλυση, αποθήκευση και μεταφορά του δεν είναι βιώσιμες, θα μπορούσε να έχει αντίκτυπο στις εκπομπές CO<sub>2</sub>.

Η παραγωγή πράσινου βιώσιμου υδρογόνου γίνεται μόνο με χρήση πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (IRENA, 2020a) [3], για να διασφαλιστεί ότι η κατανάλωση ενέργειας κατά την ηλεκτρόλυση δεν αυξάνει την χρήση ορυκτών καυσίμων σε άλλες μονάδες που διαφορετικά θα χρησιμοποιούσαν πιο αποδοτικά το αντίστοιχο ποσό πράσινης ενέργειας.

Αυτό συνοψίζεται από την αρχή της προσθετικότητας: εάν υπάρχουν άλλες μονάδες όπου απαιτείται ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές, τότε η ηλεκτρική αυτή ενέργεια δεν πρέπει να χρησιμοποιείται για την παραγωγή πράσινου υδρογόνου. Αντίθετα, πράσινο υδρογόνο πρέπει να παράγεται μόνο από πλεονάζουσα παραγωγή πράσινης ενέργειας που διαφορετικά δεν θα παροχευόταν στο δίκτυο ώστε να καταναλωθεί. Αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό για τις αναπτυσσόμενες χώρες, οι οποίες ενδέχεται να ρισκάρουν αναπτύσσοντας projects για εξαγωγή πράσινου υδρογόνου, με κίνδυνο επιβράδυνσης της απανθρακοποίησης του δικού τους ενεργειακού μείγματος.

Η ηλεκτρική ενέργεια με τη οποία τροφοδοτείται ο ηλεκτρολύτης πρέπει να έχει συντελεστή εκπομπής κάτω από 190 γραμμάρια CO<sub>2</sub>/kWh ώστε το ηλεκτρολυτικό υδρογόνο να έχει χαμηλότερο εκπομπές CO<sub>2</sub> από το γκρίζο υδρογόνο (IRENA, 2020a).

Επίσης, η μετατροπή και μεταφορά του υδρογόνου μπορεί να δημιουργήσει πρόσθετες εκπομπές CO<sub>2</sub>, ειδικά αν μετατρέπεται σε LOHC (Reuß et al., 2017). Οι εκπομπές κατά το στάδιο της μεταφοράς σχετίζονται άμεσα με την ενεργειακή απόδοση του τρόπου μεταφοράς και την ενεργειακή πυκνότητα του φορέα. Βραχυπρόθεσμα, τα φορτηγά που μεταφέρουν υδρογόνο θα είναι πιθανό να συνεχίσει να χρησιμοποιεί ορυκτά καύσιμα. Μεταφορές με τα φορτηγά μπορούν εύκολα να διαβρώσουν τη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> οφέλη.

Για παράδειγμα, μεταφορά συμπιεσμένου υδρογόνου για 400 km σε φορτηγό που χρησιμοποιεί ντίζελ θα εκπέμπουν περίπου 3 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub> (Wulf et al., 2018) [42]. Το υγρό υδρογόνο μειώνει τις εκπομπές CO<sub>2</sub> ανά κιλό υδρογόνου που κινείται, δεδομένου ότι έχει μεγαλύτερη ενεργειακή πυκνότητα. Αυτό όμως πρέπει να σταθμιστεί με τις πρόσθετες εκπομπές κατά την διαδικασία υγροποίησης. Για παράδειγμα, υποθέτοντας το τρέχον γερμανικό ηλεκτρικό δίκτυο και EURO 5 φορτηγά, η μεταφορά υγρού υδρογόνου εκτιμάται ότι έχει μικρότερο αντίκτυπο στην εκπομπή αερίων το θερμοκηπίου από το συμπιεσμένο υδρογόνο για αποστάσεις άνω των 450 km (Rödl, Wulf και Kaltschmitt, 2018) [43].

Η κύρια πηγή εκπομπών GHG για τους αγωγούς είναι η κατανάλωση ενέργειας για συμπίεση, αλλά οι πρόσθετες εκπομπές είναι σχετικά μικρές. Για παράδειγμα, ένας αγωγός που μεταφέρει 40 τόνους την ημέρα για 400 km θα είχε εκπομπές της τάξης του 0,1 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> (Wulf et al., 2018) [43].

Αυτή τη στιγμή υπάρχουν λίγα εθνικά και διεθνή εθελοντικά συστήματα για τον υπολογισμό αυτών των εκπομπών, και μόνο ένα κλάσμα υδρογόνου είναι πιστοποιημένο (IRENA, 2020a, [4]). Ελλείψει τέτοιων συστημάτων, υπάρχει ο κίνδυνος να εισέλθουν στην αγορά προϊόντα μη βιώσιμων επιλογών που βασίζονται σε ορυκτά καύσιμα, να χαρακτηριστούν ως προϊόντα χαμηλών εκπομπών άνθρακα χωρίς όμως να έχει προηγηθεί κατάλληλη συγκριτική αξιολόγηση ή ένδειξη της αποτελεσματικής μείωσης των εκπομπών.

### 7.3 Ασάφεια σχετικά με την μελλοντική ζήτηση υδρογόνου

Παρά τις μεγάλες υποσχέσεις και τα εθνικά σχέδια, ο τομέας του πράσινου υδρογόνου είναι ακόμη στα σπάργανα. Η μεγάλη πλειονότητα των χωρών σε όλον τον κόσμο εξακολουθούν να μην έχουν αναπτύξει στρατηγική υδρογόνου - ακόμη και αυτές που κάνουν ήδη ουσιαστική χρήση υδρογόνου. Ακόμη και οι χώρες με πρόσφατη στρατηγική μπορεί να μην έχουν δομήσει ακόμη υποστηρικτικές πολιτικές. Οι εκτιμήσεις για έργα που αφορούν αγωγούς ποικίλλουν ευρέως και δεν υπάρχει πραγματική εμπειρία με ηλεκτρολύτες σε κλίμακα γιγαβατώρας.

Επιπλέον, πολλές στρατηγικές περιλαμβάνουν μπλε υδρογόνο (γκρι υδρογόνο με δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα) μεταξύ των πιθανών λύσεων. Ενώ αυτή η διαδρομή θα παρείχε μόνο μερική απαλλαγή από τον άνθρακα η παρουσία ανταγωνιστών μειώνει τις ευκαιρίες για παραγωγούς πράσινου υδρογόνου. Υπάρχει ακόμη πολύ μικρή αναγνώριση της αξίας του πράσινου υδρογόνου. Ενώ το ενδιαφέρον για την ιδέα αυξάνεται, δεν υπάρχει ακόμη πραγματική ζήτηση για προϊόντα που παρασκευάζονται με πράσινο υδρογόνο, όπως ο πράσινος χάλυβας ή η πράσινη αμμωνία.

Αντίθετα, η ζήτηση για τέτοια προϊόντα είναι ανεξάρτητη από την προέλευση των πρώτων υλών τους. Τα μέσα για να δοθεί αξία στα οφέλη του πράσινου υδρογόνου (π.χ. εντολές καυσίμων, ποσοστώσεις ανάμειξης, απαιτήσεις δημοσίων συμβάσεων) δεν είναι ευρέως γνωστά. Το υδρογόνο εξακολουθεί να μην διαπραγματεύεται δημόσια, σε αντίθεση με άλλες πηγές ενέργειας, καθώς το εμπόριο του είναι δυνατό μόνο μέσω διμερών συμφωνιών μεταξύ εταιρείες.

Χωρίς ξεκάθαρη προοπτική για την κατανάλωση υδρογόνου, η ανάπτυξη υποδομών μπορεί να μην έχει την απαιτούμενη ώθηση. Οι επενδύσεις σε νέα δίκτυα, η επαναχρησιμοποίηση των υφιστάμενων υποδομών και η κατασκευή αποκλειστικών τερματικών σταθμών απαιτούν μεγάλο χρηματικά ποσά που για να δοθούν χρειάζεται σαφής προοπτική τόσο για την προέλευση όσο και για την απορρόφηση του πράσινου υδρογόνου.

### 7.4 Ακατάλληλες δομές ενεργειακού συστήματος

Η ηλεκτρόλυση θα μπορούσε να συμμετέχει μαζί με άλλες τεχνολογίες στην παροχή επικουρικών υπηρεσιών στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, επί του παρόντος δεν επιτρέπεται να παρέχει το πλήρες φάσμα των υπηρεσιών της στο δίκτυο, όπως

πολλοί άλλοι πόροι από την πλευρά της ζήτησης. Σε ορισμένες χώρες, η αποζημίωση για επικουρικές υπηρεσίες δεν έχει καν θεσπιστεί (IRENA, 2020c) [47]. Αυτό δεν αποτελεί εμπόδιο για την ανάπτυξή τους, εμποδίζει όμως την ευκαιρία να προστεθεί μια ροή εσόδων και να μειωθεί το κόστος του υδρογόνου. Οι βραχυπρόθεσμες ανισορροπίες μεταξύ φορτίου και παραγωγής μπορούν να καλυφθούν από πολλούς ευέλικτους πόρους, συμπεριλαμβανομένων των μπαταριών, αλλά οι επιλογές για τη διευθέτηση των μακροπρόθεσμων ανισορροπιών είναι περιορισμένες.

Μια λύση είναι η χρήση πράσινου υδρογόνου, το οποίο θα παράγεται και θα αποθηκεύεται κατά τη διάρκεια μιας υψηλής VRE παραγωγής, και θα χρησιμοποιείται για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από εγκαταστάσεις (τουρμπίνες έτοιμες για υδρογόνο, κυψέλες καυσίμου) όταν η διαθεσιμότητα VRE είναι χαμηλή. Ωστόσο, η τρέχουσα δομή τιμολόγησης, ιδίως στις απελευθερωμένες αγορές, δεν παρέχει επαρκή βεβαιότητα για την απόδοση τέτοιας επένδυσης. Επιπλέον, σε συστήματα με υψηλή διείσδυση VRE, οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας και οι εποχικές τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας έχουν μειωθεί, καθιστώντας δυσκολότερη την δυνητική εποχιακή αποθήκευση να κερδίσει έδαφος (FTI, 2018). Ακόμη και αν υπάρχει καθαρό όφελος για το σύστημα και την κοινωνία στο σύνολό της, οι επενδυτές στον τομέα της ενέργειας δεν έχουν επαρκή κίνητρα για να παρέχουν εποχιακή αποθήκευση. Η τρέχουσα αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι ανίκανη να ορίσει την αξία του ασφαλούς εφοδιασμού και, ως εκ τούτου, αποτυγχάνει να εξασφαλίσει επαρκή δυναμικότητα για την κάλυψη ακραίων φαινομένων.

## 7.5 Έλλειψη τεχνικών και εμπορικών προτύπων

Το υδρογόνο, με τον κατάλληλο χειρισμό και έλεγχο, μπορεί να είναι εξίσου ασφαλές με τα καύσιμα που χρησιμοποιούνται σήμερα. Ωστόσο, η ανάγκη μεταφοράς και αποθήκευσης του υδρογόνου φέρνει κινδύνους που πρέπει να αντιμετωπιστούν.

Το υδρογόνο έχει μακρά ιστορία ασφαλούς χρήσης στη βιομηχανία. Για να γίνει το πράσινο υδρογόνο ευρέως αποδεκτό σε εφαρμογές όπου δεν χρησιμοποιείται, πρέπει να αναπτυχθούν και να εφαρμοστούν διεθνώς συμφωνημένοι κώδικες και πρότυπα που θα καλύπτουν την ασφαλή κατασκευή, συντήρηση και λειτουργία των εγκαταστάσεων υδρογόνου και του εξοπλισμού, σε ολόκληρη την αλυσίδα εφοδιασμού. Τέτοια παγκόσμια πρότυπα δεν υπάρχουν επί του παρόντος. Γίνονται, ωστόσο, προσπάθειες προς αυτή την κατεύθυνση. Παραδείγματος χάριν, οι διεθνείς δραστηριότητες τυποποίησης για τις τεχνολογίες υδρογόνου στο πλαίσιο του Τεχνικού 197 (ISO/TC 197) έχουν προχωρήσει στον τομέα των μεταφορών (ISO, 2021).

Ακατάλληλα πρότυπα ποιότητας για το υδρογόνο επιβάλλουν επί του παρόντος περιοριστικούς όρους ή όρια στη μεταφορά του. Ενώ έχουν θεσπιστεί πρότυπα σε σχέση με το βιομεθάνιο σε αρκετές χώρες, δεν ισχύει το ίδιο για το υδρογόνο. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι τα πρότυπα αναπτύχθηκαν στην εποχή των ορυκτών καυσίμων, με έμφαση στα ορυκτά αέρια (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2019)[43].



Σχεδόν όλοι οι κώδικες και τα πρότυπα σχετικά με το υδρογόνο στηρίζονται σε μια εθελοντική διαδικασία που βασίζεται στην συναίνεση, αλλά οι κυβερνήσεις οφείλουν να ενθαρρύνουν την πρόοδό τους. Μην ξεχνάμε πως και ο ανταγωνισμός μεταξύ οργανισμών ανάπτυξης προτύπων μπορεί επίσης να περιπλέξει τη διαδικασία (DOE, 2020a, Morgan, 2006- Nakarado, 2011) [44-46].

## 8. Επιλογές πολιτικής

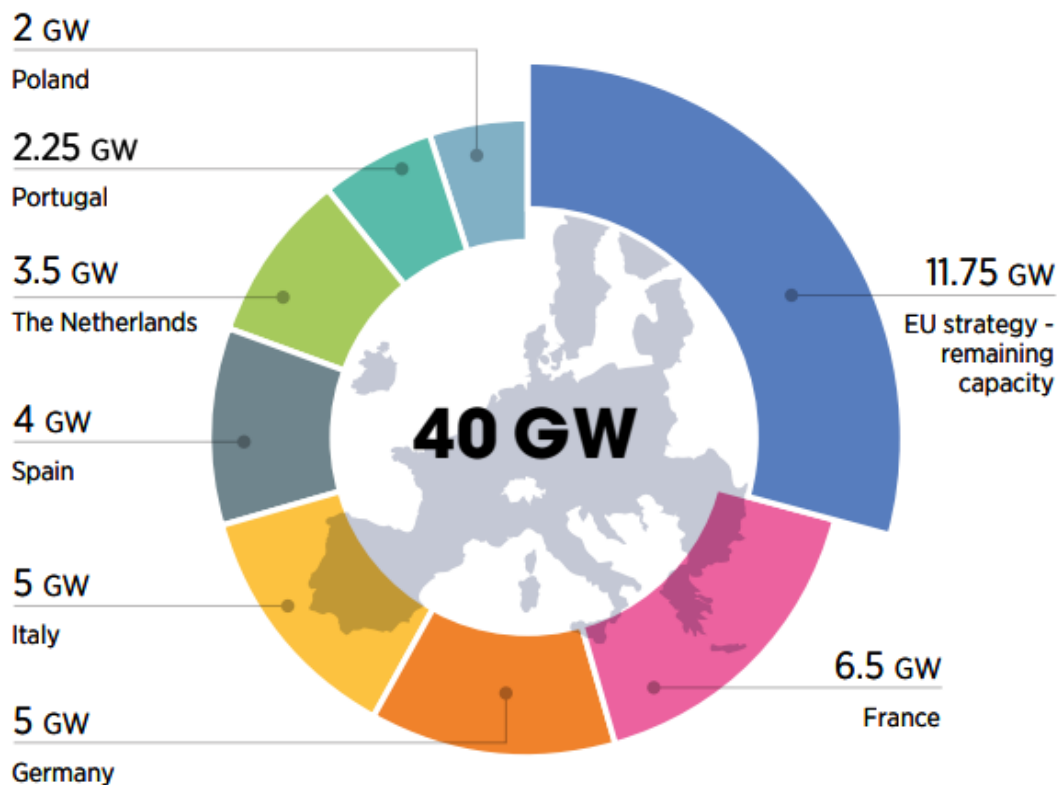
Οι πολιτικές που παρουσιάζονται σε αυτό το κεφάλαιο είναι οι δυνατές επιλογές για την αντιμετώπιση των παραπάνω εμποδίων με σκοπό να δημιουργηθεί ένα θετικό περιβάλλον για την παραγωγή, την μεταφορά και το εμπόριο πράσινου υδρογόνου.

### 8.1 Πολιτική για τη στήριξη της ανάπτυξης ηλεκτρολυτών

Οι τρέχοντες στόχοι για την ανάπτυξη της ηλεκτρόλυσης υδρογόνου, συνήθως περιλαμβάνονται σε εθνικές ή περιφερειακές στρατηγικές αλλά συχνά διαφέρουν στον βαθμό δέσμευσης. Ο καθορισμός στόχων μπορεί να εξασφαλίσει την κατάλληλη και παράλληλη ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των ηλεκτρολυτών, ενώ ταυτόχρονα αποφεύγεται η εκτροπή της ανανεώσιμης ενέργειας από τελικές χρήσεις που μπορεί να είναι πιο αποτελεσματικές στη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου εκπομπών (IRENA, 2020a, [3]). Στόχοι ηλεκτρολυτών στις εθνικές στρατηγικές τείνουν να μην διαφοροποιούνται αναφορικά με την τεχνολογία του ηλεκτρολύτη.

Η στρατηγική της ΕΕ για το υδρογόνο θέτει στόχους για 6 GW από ηλεκτρόλυση έως το 2024 και 40 GW έως το 2030. (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2020<sup>a</sup>, [4]). Επτά κράτη μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης έχουν ήδη αναπτύξει εθνικές στρατηγικές, έγγραφα προοπτικής ή χάρτες πορείας. Το 2021 σε αυτές τις στρατηγικές η χωρητικότητα προκύπτει αθροιστικά περίπου 28 GW έως 2030 (Εικόνα 15). Επιπλέον, ιδιώτες επενδυτές στην Ευρωπαϊκή Ένωση ανακοίνωσαν σχέδια για την εγκατάσταση περίπου 8 GW ηλεκτρολυτών, κυρίως στην Ολλανδία, για τις οποίες ο αγωγός είναι περίπου 2,6 GW, και στη Δανία (1 GW).

Μια άλλη χώρα με φιλόδοξους στόχους είναι η Χιλή, η οποία φιλοδοξεί να γίνει μεγάλος παραγωγός και εξαγωγέας υδρογόνου μέχρι το 2030. Για την επίτευξη αυτού του στόχου, η κυβέρνηση στοχεύει στα 5 GW δυναμικότητας ηλεκτρόλυσης που θα κατασκευαστεί ή θα βρίσκεται σε ανάπτυξη μέχρι το 2025 και θα φτάσει τα 25 GW μέχρι το τέλος της δεκαετίας (MinEnergía, 2020, [4]).



Εικόνα 15: Στόχοι δυναμικότητας ηλεκτρόλυσης ευρωπαϊκών στρατηγικών έως το 2030 (IRENA analysis)

### 8.1.1 Στήριξη για την αναβάθμιση της παραγωγικής ικανότητας

Αναβάθμιση της παραγωγής με τη δημιουργία "γιγαντοεργοστασίων" ηλεκτρόλυσης, ικανών να παράγουν ηλεκτρολύτη σε κλίμακα γιγαβάτ, μπορεί να προσφέρει κλιμάκωση της οικονομίας, ιδίως όταν ο σχεδιασμός τους τυποποιείται και βελτιστοποιούνται οι μονάδες παραγωγής. Για παράδειγμα, αύξηση της κατασκευαστικής βαθμίδας από 10 σε 1 000 μονάδες (1 MW η κάθε μία) ανά έτος θα μπορούσε να μειώσει το κόστος της καμινάδας, ενός κύριου στοιχείου του ηλεκτρολύτη, κατά σχεδόν 60 % (Magyas et al., 2019,[6]). Αυτό θα μπορούσε να συμπληρωθεί με την αύξηση του μεγέθους της μονάδας από το σημερινό μέσο όρο του 1 MW σε 100 MW, οδηγώντας δυνητικά σε πρόσθετη μείωση του κόστους κατά 60% (IRENA, 2020b,[7]). Ορισμένοι κατασκευαστές ήδη ισχυρίζονται ότι βραχυπρόθεσμα είναι εφικτή η μείωση του κόστους κατά 50-75% λόγω της επικείμενης κλιμάκωσης της παραγωγικής ικανότητας (Collins, 2021a; 2021b, [8]-[9]). Η παραγωγική διαδικασία επί του παρόντος εξακολουθεί να απαιτεί μεγάλο όγκο χειρωνακτικής εργασίας κάτι που μπορούσε προοδευτικά αυτοματοποιηθεί καθώς αυξάνεται ο όγκος των ηλεκτρολυτών.

Οι υπεύθυνοι χάραξης πολιτικής μπορούν να υποστηρίξουν την ανάπτυξη με ειδική οικονομική στήριξη.

Τον Ιούνιο του 2020 το Υπουργείο Ενέργειας των ΗΠΑ ανακοίνωσε χρηματοδότηση ύψους 64 εκατομμυρίων δολαρίων για τη στήριξη 18 έργων στο πλαίσιο του οράματος "H2@scale" για μια οικονομικά προσιτή αλυσίδα αξιών υδρογόνου. Συγκεκριμένα, περίπου 17 εκατ. δολάρια θα διατεθούν σε έργα για την αναβάθμιση της παραγωγής ηλεκτρολυτών σε μέγεθος γιγαβάτ (DOE, 2020b,[10]).

Οι πολιτικές για την ανάπτυξη της παραγωγής μπορούν επίσης να ακολουθηθούν από χώρες που στοχεύουν στην εξαγωγή τεχνολογίας και εξοπλισμού. Μια τέτοια χώρα είναι η Γερμανία, όπου το έργο H2Giga είναι αφιερωμένο στην ανάπτυξη μεγάλης κλίμακας σειριακής παραγωγής ηλεκτρολυτών. Μοιράζεται με άλλα δύο έργα (H2mare και TransportHyDE,) χρηματοδότηση αξίας 700 εκατ. ευρώ από το ερευνητικό ταμείο της χώρας (Franke, 2020, [11]). Η ανάπτυξη των Γερμανικής παραγωγικής ικανότητας για εξαγωγή τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης θα μπορούσε να είναι αποδοτική, αξιοποιώντας την τρέχουσα τεχνολογική πρωτοπορία που κατέχει σήμερα η Ευρώπη για την μέθοδο PEM.

### 8.1.2 Άμεση οικονομική στήριξη

Η θέσπιση στόχων και στήριξη των εργοστασίων θα μπορούσε να συμβάλει στην προσέλκυση επενδύσεων από συμμετέχοντες του ιδιωτικού τομέα. Ωστόσο, το κόστος των επενδύσεων θα εξακολουθήσει να είναι υψηλό και τα οικονομικά κίνητρα όπως επιχορηγήσεις και δάνεια είναι απαραίτητα. Παρόμοια οικονομικά κίνητρα έχουν ήδη βρει χρήση σε πολιτικές για τη στήριξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (IEA, IRENA και REN21, 2018) [14].

Μέχρι σήμερα, η ηλεκτρόλυση για την παραγωγή πράσινου υδρογόνου έχει επωφεληθεί από επιδοτήσεις πιλοτικών προγραμμάτων και από άλλα προγράμματα που σχετίζονται με χρηματοδότηση για έρευνα και ανάπτυξη. Από την έναρξη της πανδημίας COVID-19, πολλές χώρες έχουν δεσμευτεί να στηρίξουν το υδρογόνο μέσω ταμείων ανάκαμψης. Οι εκτιμήσεις αναφέρουν ότι η παγκόσμια δέσμευση ανέρχεται σε τουλάχιστον 20 δισεκατομμυρίων δολαρίων ΗΠΑ (Energy Policy Tracker2021,[14]).

Η Γαλλία δεσμεύτηκε για 8,3 δισ. δολάρια έως το 2030 στην πρόσφατη εθνική της στρατηγική, η οποία περιλαμβάνει 2,4 δισ. δολάρια την περίοδο 2020-2022 στο πλαίσιο του πακέτου ανάκαμψης COVID-19 (Petrova, 2020, [16]). Η Γερμανία διέθεσε 8,4 δισ. δολάρια για τη δημιουργία μιας αγοράς υδρογόνου με γνώμονα τη ζήτηση, ως μέρος της δέσμης μέτρων για ανάκαμψη της οικονομίας από τον COVID-19, ύψους 156 δισεκατομμυρίων δολαρίων (χωρίς να περιλαμβάνονται τα 2,4 δισ. δολάρια ΗΠΑ που προορίζονται για συμπράξεις με χώρες όπου μπορεί να παραχθεί υδρογόνο) (Reuters, 2020, [17] ).

Τον Απρίλιο του 2020 η αυστραλιανή επιτροπή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ανακοίνωσε έναν γύρο χρηματοδότησης για το πράσινο υδρογόνο ύψους περίπου 52 εκατ. δολαρίων ΗΠΑ (70 εκατ. AUD), στοχεύοντας ηλεκτρολύτες ισχύος τουλάχιστον 5 MW και κατά προτίμηση 10 MW ή μεγαλύτερους (IRENA, 2020a) [4].

Στο Ηνωμένο Βασίλειο, το BEIS Hydrogen Supply Competition αποσκοπούσε στον εντοπισμό και την επίδειξη μαζικών λύσεων παροχής πράσινου και μπλε υδρογόνου, που μπορούν να αναπαραχθούν σε σημαντική κλίμακα. Σε πρώτη φάση, το πρόγραμμα χρησιμοποίησε κονδύλι ύψους 6,6 εκατ. δολαρίων ΗΠΑ (5 εκατ. GBP) για τη διεξαγωγή μελετών υλοποίησης. Σε δεύτερη φάση υποστηρίζει πέντε διαφορετικά πιλοτικά έργα μεγάλου μεγέθους με 20 εκατ. δολάρια ΗΠΑ (15 εκατ. στερλίνες). (BEIS, 2020)[18].

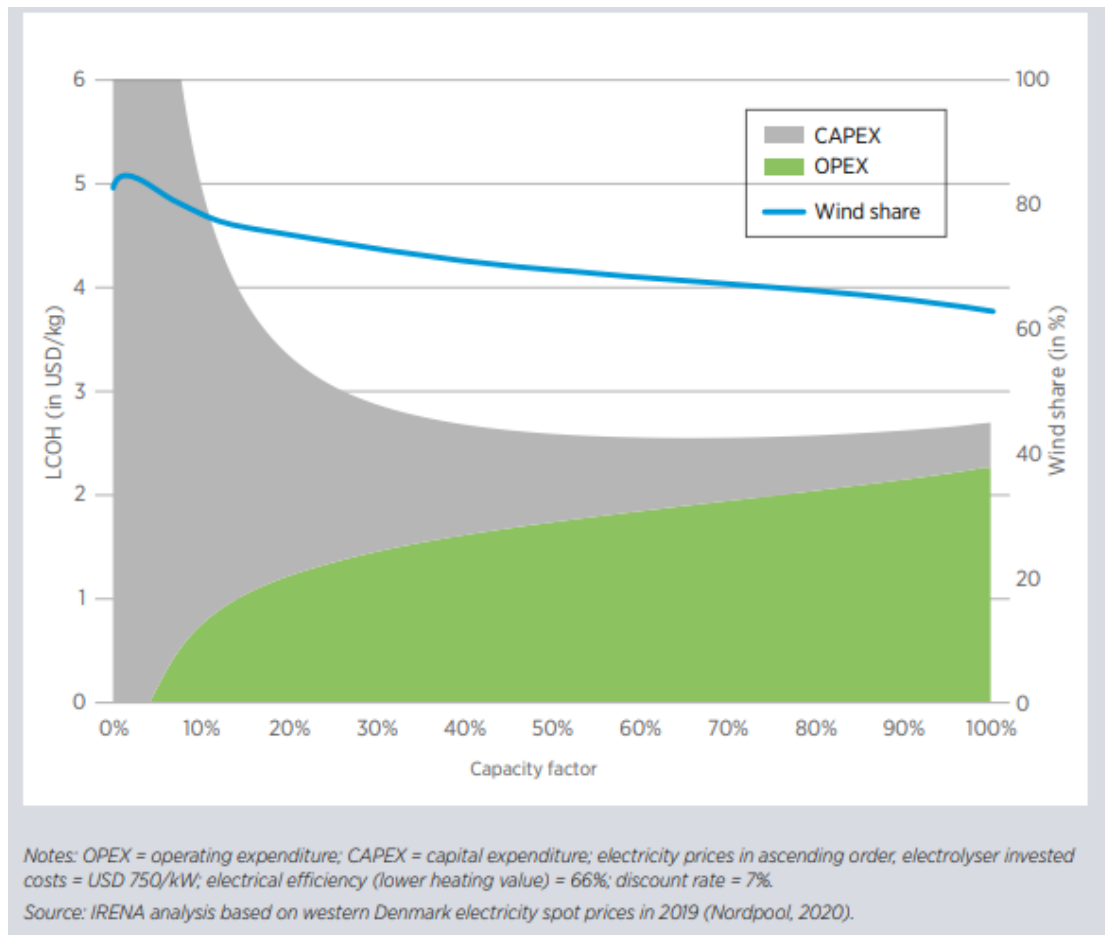
### 8.1.3 Οικονομικά κίνητρα

Οι βιομηχανικές πολιτικές παρέχουν συνήθως στήριξη μέσω ενός ειδικού φορολογικού καθεστώτος. Ο αντίκτυπος αυτών των καθεστώτων στους δημοσιονομικούς προϋπολογισμούς των κυβερνήσεων αναμένεται να είναι μικρός στην αρχή, δεδομένης της περιορισμένης παραγωγικής ικανότητας. Κλιμακούμενα φορολογικά κίνητρα (μειούμενα καθώς αναπτύσσεται η παραγωγική ικανότητα) θα μπορούσαν να συμβαδίζουν με τη βελτίωση των οικονομικών της βιομηχανίας. Υπάρχουν ήδη ορισμένα παραδείγματα φορολογικών κινήτρων για την ηλεκτρόλυση. Στην Καλιφόρνια, τα έργα που συνδυάζουν φωτοβολταϊκά με ηλεκτρόλυση επιλέγονται για ένα 3,9% φοροαπαλλαγής της πολιτείας για την κατασκευή και E&A, εισάγονται στο πρόγραμμα απαλλαγής από το φόρο πωλήσεων και χρήσης για ποσό έως 20 εκατ. δολάρια ανά project ανά ημερολογιακό έτος, καθώς και στο the California Research Credit and the "California Competes" Tax Credit", για ένα ελάχιστο ποσό 20 000 USD (Eichman et al., 2020) [33].

## 8.2 Πολιτική για την εξασφάλιση βιώσιμης και οικονομικά ανταγωνιστικής ηλεκτρικής ενέργειας

Μόλις κατασκευαστούν οι μονάδες ηλεκτρόλυσης, η ηλεκτρική ενέργεια που χρησιμοποιείται για την παραγωγή πράσινου υδρογόνου πρέπει να βασίζεται σε ανανεώσιμες πηγές. Για να ανταγωνιστεί το παραδοσιακό υδρογόνο προερχόμενο από άνθρακα, αυτή η ηλεκτρική ενέργεια πρέπει να είναι προσιτή.

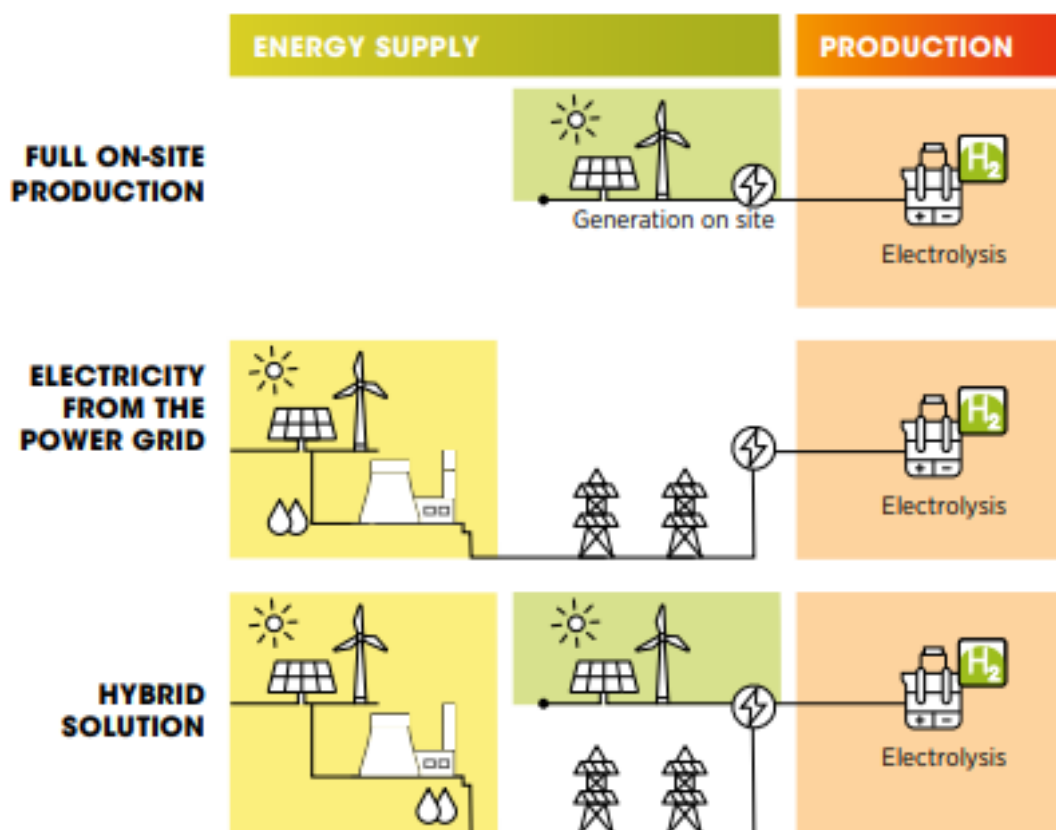
Οι επιλογές πολιτικής για την εξασφάλιση της πρόσβασης των μονάδων ηλεκτρόλυσης σε ανταγωνιστική ως προς το κόστος ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές. Εξετάζουμε τα παρακάτω τρία μοντέλα παραγωγής (Εικόνα 5): πλήρης επιτόπια παραγωγή, ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο ή μια υβριδική λύση. Η σύνδεση των μονάδων ηλεκτρόλυσης με το δίκτυο μπορεί να είναι ωφέλιμη, διότι έτσι θα μπορούν να παράγουν οποιαδήποτε στιγμή του έτους, σε αντίθεση με το μοντέλο πλήρους επιτόπιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όπου η παραγωγή του υδρογόνου είναι συνδεδεμένη με περιόδους όπου ο σταθμός παράγει ηλεκτρική ενέργεια. Μεγαλύτερη αξιοποίηση του ηλεκτρολύτη σε ένα έτος θα μειώσει την επενδυτική συνιστώσα του κόστους του υδρογόνου (Εικόνα 16).



Εικόνα 16: Συσχέτιση μεταξύ του ισοσταθμισμένου κόστους του υδρογόνου και των ωρών λειτουργίας ενός ηλεκτρολύτη συνδεδεμένου στο δίκτυο, Δανία, 2019

Οι πλήρως διαθέσιμες μονάδες παραγωγής υδρογόνου θα μπορούσαν να μειώσουν την ανάγκη ύπαρξης υποδομών αποθήκευσης, καθώς η παραγωγή μπορεί να αντιστοιχίζεται άμεσα στις ανάγκες του τελικού χρήστη. Ωστόσο, θα χρειαστούν μέτρα για να εξασφαλιστεί πως η χρήση ηλεκτρικής ενέργειας είναι βιώσιμη.

Πρέπει να εξεταστούν απαλλαγές στις καταβαλλόμενες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο, τους φόρους και τις εισφορές. Παρακάτω παρουσιάζονται οι πολιτικές και οι στρατηγικές για τη μείωση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας που καταβάλουν οι μονάδες ηλεκτρόλυσης όταν είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο, είτε μόνο για την περίπτωση πλήρους ηλεκτροδότησης από αυτό είτε σε υβριδικό μοντέλο, αυξάνοντας παράλληλα το μερίδιο των ανανεώσιμων ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνεται.



Εικόνα 17: Μοντέλα παραγωγής υδρογόνου

#### 8.1.4 Σύστημα εγγυήσεων προέλευσης (Guarantees of origin system- GO)

Ένα σύστημα εγγύησης προέλευσης (GO), όπως παρουσιάζεται στο IRENA (2020a) [4], πιστοποιεί όλες τις εκπομπές που σχετίζονται με την παραγωγή και τη μεταφορά του υδρογόνου, και μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να καθοριστεί αν το υδρογόνο μπορεί να αποτελεσματικότερο για σκοπούς απαλλαγής από τον άνθρακα από τον άμεσο εξηλεκτρισμό ή τη χρήση βιοενέργειας.

Ένα αξιόλογο και εύρωστο σύστημα GO απαιτεί να είναι ανιχνεύσιμο, παρακολουθήσιμο, εμπορεύσιμο, διαφανές και τελικά αξιόπιστο.

Το ευρωπαϊκό έργο CertifHy έχει εκπονήσει ένα ευρωπαϊκό σύστημα πιστοποίησης που περιλαμβάνει GOs για το υδρογόνο. Προς το παρόν περιλαμβάνει ορισμούς για τους λεγόμενους "CertifHy Green Hydrogen" και "CertifHy Low-carbon Hydrogen". Το δεύτερο, θέτει ένα κατώτατο όριο για το αποτύπωμα των αερίων του θερμοκηπίου του υδρογόνου (αρχικά υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη τη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> κατά τουλάχιστον 60%, αλλά μπορεί να είναι αυξηθεί, σύμφωνα με τις ρυθμιστικές εξελίξεις), ενώ το "CertifHy Green Hydrogen" απαιτεί το υδρογόνο να είναι και χαμηλών εκπομπών άνθρακα αλλά να προέρχεται και από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Το σύστημα σήμανσης του CertifHy αντικατοπτρίζει το τρέχον ρυθμιστικό περιβάλλον και μπορεί να προσαρμοστεί. Ωστόσο, δεν είναι καθόλου σαφές ποια μονοπάτια

παραγωγής και ποια κατώτατα όρια θα εφαρμοστούν νομικά για να καθοριστεί ποιο είναι το "καθαρό" υδρογόνο που θα αποτιμάται στο μέλλον. Αυτός είναι άλλος ένας λόγος για τον οποίο είναι πολύ σημαντικό να υπάρχουν σαφείς ορισμοί, νομικά κατοχυρωμένοι, οι οποίοι να εγγυώνται ποια συστήματα μπορούν να υιοθετηθούν. Η ευρωπαϊκή Επιτροπή θα πρέπει να εφαρμόσει ένα πανευρωπαϊκό σύστημα GO, με ένα ξεχωριστό σύστημα για υδρογόνο, και το έργο CertifHy θα μπορούσε να αποτελέσει σημείο εκκίνησης.

#### 8.1.5 Μέτρα Προσθετικότητας

Όταν οι μονάδες ηλεκτρόλυσης συνδέονται στο δίκτυο αντλούν ενέργεια προερχόμενη από ανανεώσιμες πηγές πιθανόν σε βάρος άλλων χρήσεων που θα είχε η ίδια ενέργεια, λόγω της αυξανόμενης ζήτησης της ηλεκτρόλυσης και της υψηλότερης προθυμίας πληρωμής (ενδεχομένως λόγω κινήτρων). Εάν μία μονάδα ηλεκτρόλυσης χρησιμοποιεί ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο, αυτή η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια θα καλυφθεί από τη λεγόμενη "οριακή μονάδα" (δηλ. τον εν λειτουργία σταθμό παραγωγής ενέργειας με το αμέσως υψηλότερο λειτουργικό κόστος την συγκεκριμένη στιγμή). Στα περισσότερα ενεργειακά συστήματα σε όλο τον κόσμο, οι μονάδες αυτές είναι οι ορυκτοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας, καθώς οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έχουν γενικά μικρότερο βραχυπρόθεσμο οριακό κόστος λειτουργίας (IRENA, 2020c). Η χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο μπορεί έτσι να οδηγήσει σε υψηλότερη χρήση ορυκτών καυσίμων, κλειδώνοντας ουσιαστικά τις γεννήτριες ορυκτών καυσίμων για περισσότερα χρόνια, εάν δεν προστεθούν εγκαίρως ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στο ενεργειακό σύστημα. Το φαινόμενο αυτό θα μπορούσε στην πραγματικότητα να οδηγήσει σε αύξηση του μέσου όρου των εκπομπών CO<sub>2</sub>, απαιτώντας τη λειτουργία μονάδων που διαφορετικά θα είχαν εκτοπιστεί.

Για να αποφευχθεί το παραπάνω φαινόμενο πρέπει να ληφθούν υπόψη τα παρακάτω μέτρα:

**Αναδιτύπωση του στόχου για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και των ποσοτώσεων.** Οι στόχοι για την ικανότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ή οι ποσοτώσεις μπορούν είτε να αυξηθούν, ώστε να ληφθούν υπόψη οι ανάγκες των μονάδων ηλεκτρόλυσης, ή να αποκλείσουν την ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνεται από αυτές. Αυτό εξασφαλίζει ότι θα υπάρξει ανάπτυξη στο μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

**Να επιτρέπονται (ή να επιβάλλονται) συμβόλαιο αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (PPAs) με εμπορικούς σταθμούς ενέργειας.** Οι μονάδες ηλεκτρόλυσης που συνδέονται με το δίκτυο θα μπορούσαν να συνάψουν PPAs με πρόσθετες ανανεώσιμες μονάδες παραγωγής ενέργειας που δεν λαμβάνουν καμία άλλου είδους στήριξη. Θα πρέπει να καθοριστεί μεθοδολογία για να διασφαλιστεί μια χρονική και γεωγραφική συσχέτιση μεταξύ της μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και αυτής της ηλεκτρόλυσης.



**Μέτρα για την αξιοποίηση της ενέργειας που σε διαφορετική περίπτωση θα είχε περικοπεί.** Με υψηλά μερίδια VRE στο μείγμα ενέργειας, η περικοπή των VRE μπορεί να αυξηθεί. Έτσι θα μπορούσε να προωθηθεί η χρήση αυτής της περισσευούμενης ενέργειας από τις μονάδες ηλεκτρόλυσης. Αυτό μπορεί να ξεκινήσει με την ανάπτυξη μονάδων ηλεκτρόλυσης σε περιοχές με συμφόρηση στο δίκτυο λόγω υπερβολικής παραγωγής VRE (για παράδειγμα, βόρεια Χιλή, βόρεια Γερμανία και νότια Ιταλία). Το μέτρο αυτό από μόνο του φυσικά δεν μπορεί να δικαιολογήσει την εγκατάσταση μιας μονάδας ηλεκτρόλυσης, καθώς οι ώρες περικοπής είναι λιγότερες από αυτές που απαιτείται για να επιτευχθεί η μεγαλύτερη μείωση του ανά μονάδα κόστους της επένδυσης (3.000-4.000 ώρες) (IRENA, 2020b).

Στην οδηγία της ΕΕ για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (REDII), η ηλεκτρική ενέργεια που χρησιμοποιείται για συνθετικά καύσιμα μπορεί να θεωρηθεί ως ανανεώσιμη μόνο εάν μονάδα ηλεκτρόλυσης υιοθετεί πλήρη επιτόπια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ή εάν ο παραγωγός του συνθετικού καυσίμου μπορεί να αποδείξει ότι η ηλεκτρική ενέργεια του δικτύου παράγεται αποκλειστικά από ανανεώσιμες πηγές, διασφαλίζοντας ότι οι ανανεώσιμες ιδιότητες της εν λόγω ηλεκτρικής ενέργειας διεκδικούνται μόνο μία φορά. Επί του παρόντος, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή εργάζεται πάνω σε μια μεθοδολογία για τη διασφάλιση της προσθετικότητας. Η μεθοδολογία θα πρέπει να διασφαλίζει ότι υπάρχει χρονική συσχέτιση μεταξύ της μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και της παραγωγής καυσίμου. Επίσης θα πρέπει να διασφαλίζεται η γεωγραφική συσχέτιση: ένα συνθετικό καύσιμο θα υπολογίζεται ως ανανεώσιμο εάν, στην περίπτωση της συμφόρησης του δικτύου, τόσο η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας όσο και η μονάδα παραγωγής καυσίμου βρίσκονται στο ίδια πλευρά της συμφόρησης.

#### 8.1.6 Απαλλαγή των μονάδων ηλεκτρόλυσης από τους φόρους ηλεκτρικής ενέργειας και τις εισφορές

Πρέπει να σημειωθεί ότι η εξαίρεση των μονάδων ηλεκτρόλυσης από φόρους και τέλη αυξάνει την επιβάρυνση στους υπόλοιπους συμμετέχοντες στο ενεργειακό σύστημα. Αυτό μπορεί να αλλάξει την ανταγωνιστική θέση των μονάδων αυτών σε σχέση με άλλους πιο ευέλικτους πόρους. Συνεπώς, θα πρέπει να δοθεί ιδιαίτερη προσοχή στην εξεύρεση της καλύτερης λύσης για την εξισορρόπηση του ανταγωνισμού και την αποφυγή επιβαρύνσεων στους καταναλωτές. Οι φορολογικές απαλλαγές μπορούν να αποτελέσουν ένα πρώτο βήμα, αλλά είναι απαραίτητη μία πιο στρατηγική ενεργειακή φορολογική μεταρρύθμιση για να εξασφαλιστεί ένα δίκαιο ενεργειακό φορολογικό σύστημα.

Βέβαια, οι μέσες τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας δεν αποτελούν καλό δείκτη για την αξιολόγηση της οικονομικής ελκυστικότητας μιας μονάδας ηλεκτρόλυσης συνδεδεμένης στο δίκτυο, δεδομένου ότι σε απελευθερωμένες αγορές υπάρχει η ευελιξία που επιτρέπει να λειτουργεί σε περιόδους χαμηλών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας .



## 8.2 Πολιτική για την ενθάρρυνση της ζήτησης πράσινου υδρογόνου

Η ζήτηση για πράσινο υδρογόνο και γενικότερα πράσινων προϊόντων είναι σχεδόν ανύπαρκτη επί του παρόντος, οπότε εξακολουθεί να λείπει και η προθυμία για αγορά υδρογόνου πόσο μάλλον με υψηλό κόστος. Οι υπεύθυνοι χάραξης πολιτικής έχουν διάφορα εργαλεία στη διάθεσή τους για να αυξήσουν τη ζήτηση του πράσινου υδρογόνου, κλείνοντας το χάσμα τιμών με το γκρίζο υδρογόνο και τα ορυκτά καύσιμα, αυξάνοντας την παρουσία του στην αγορά φυσικού αερίου, ή ακόμα και εντοπίζοντας χρήστες εκτός των εθνικών συνόρων.

### 8.2.1 Δημοσιονομική Στήριξη

Αν εφαρμοστούν φόροι στο γκρι υδρογόνο με ταυτόχρονη υποστήριξη στο πράσινο υδρογόνο, το τελευταίο θα μπορέσει να γίνει ανταγωνιστικό. Το υδρογόνο συνήθως δεν υπόκειται σε φόρους ή εισφορές, αλλά αυτοί μπορούν να εφαρμοστούν και να συνδεθούν με τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου που εκλύονται κατά την παραγωγή του γκρίζου και το μπλε υδρογόνου.. Στη Γαλλία, για παράδειγμα, το γκρίζο υδρογόνο υπόκειται σε φόρο άνθρακα (Contribution Climat-Énergie) που ισοδυναμεί με 44,6 ευρώ ανά τόνο CO<sub>2</sub> (tCO<sub>2</sub>), ο οποίος εισήχθη το 2020 και προβλέπεται να αυξηθεί σε 100 EUR/tCO<sub>2</sub> το 2030. Το σημερινό φορολογικό επίπεδο αυξάνει το κόστος του γκρίζου υδρογόνου κατά 0,4 USD/kg, το οποίο αντιστοιχεί σε αύξηση του κόστους κατά 20-40% (Dolci et al., 2019).

### 8.2.2 Πράσινες χρεώσεις ή πριμοδοτήσεις υδρογόνου

Μέρος του χάσματος του κόστους μεταξύ πράσινου και γκρι υδρογόνου θα μπορούσε να καλυφθεί με την προσφορά ειδικών χρεώσεων ή πριμοδοτήσεων κατά την αγορά πράσινου υδρογόνου, λαμβάνοντας υπόψη και την περιβαλλοντική του αξία. Τέτοιο σχήμα στήριξης έχει χρησιμοποιηθεί ευρέως για την επιτάχυνση της ανάπτυξης των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, μέσω των τιμολογίων τροφοδότησης σταθερών τιμών (FIT) και των διαφορικών προσαυξήσεων (FIP). Ομοίως, η προσφορά επιδότησης για κάθε μονάδα παραγωγής υδρογόνου μπορεί να οδηγήσει στην αύξηση των project για μονάδες ηλεκτρόλυσης. Τα πράσινα τιμολόγια υδρογόνου ή οι πριμοδοτήσεις μπορούν να συγκριθούν με τις υπάρχουσες επιδοτήσεις στην έγχυση βιομεθανίου που ισχύουν σήμερα σε διάφορες ευρωπαϊκές χώρες. Στην Γαλλία, το τιμολόγιο για το βιομεθάνιο που εγχέεται στο δίκτυο ορυκτού αερίου είναι 53-166 USD/MWh, ανάλογα με το μέγεθος της μονάδας βιομεθανίου. Το ανώτερο όριο για το γαλλικό σχήμα ισοδυναμεί σε τιμολόγιο περίπου 5,5 USD/kg υδρογόνου, οπότε θα μπορούσε ήδη να καλύψει το σημερινό κόστος παραγωγής.

Ειδικότερα, μία τιμολόγηση που θα κάλυπτε το πράσινο υδρογόνο αντιστοιχεί σε 6 USD/kg (περίπου 180 USD/MWh) και θα ήταν και χαμηλότερη του αντίστοιχου FIT της ηλεκτρικής ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές που ίσχυε πριν από μια δεκαετία (όταν τότε ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές βρισκόταν στην αρχή της, όπως το πράσινο υδρογόνο σήμερα). Η προηγούμενη εμπειρία με τα καθεστώτα FIT και FIP για την ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές μπορεί να βοηθήσει στο

σχεδιασμό ενός τιμολογίου ή πριμοδότησης του πράσινου υδρογόνου, εστιάζοντας κυρίως στις παρακάτω σημαντικές επιλογές.

- τον καθορισμό της σωστής τιμής (τα πολύ υψηλά τιμολόγια μπορεί να φέρουν απροσδόκητα κέρδη και τα πολύ χαμηλά τιμολόγια θα περιορίσουν την ανάπτυξη),
- τη δημιουργία ενός συστήματος παρακολούθησης του κόστους για τη μείωση του επιπέδου της επιδότησης ανάλογα με την εξέλιξη της αγοράς,
- τον καθορισμό ενός ανώτατου ορίου δυναμικότητας για την αποφυγή υπερβολικών δαπανών,
- την καθιέρωση κατώτατου και ανώτατου ορίου πριμοδότησης,
- και τον καθορισμό του τρόπου χρηματοδότησης.

Τέλος, θα πρέπει επίσης να ληφθεί υπόψη η ενεργειακή φτώχεια, εάν πρόκειται οι καταναλωτές να πληρώσουν μέσω τον λογαριασμών ενέργειας. Για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όταν κατέστη δύσκολο να προσδιοριστεί το σωστό επίπεδο στήριξης, το οποίο διέφερε από το ένα πλαίσιο στο άλλο, εισήχθησαν οι δημοπρασίες ως μηχανισμός ορισμού τιμών.

### 8.2.3 Δημοπρασίες

Μέχρι το τέλος του 2020 περίπου 116 χώρες είχαν υιοθετήσει τις δημοπρασίες για τη στήριξη της ανάπτυξης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας (REN21). Μπορούν να σχεδιαστούν ώστε να λειτουργούν σε συγκεκριμένο πλαίσιο ή σκοπό πολιτικής, χρησιμοποιώντας πολλά στοιχεία σχεδιασμού, συμπεριλαμβανομένων εκείνων που σχετίζονται με τη ζήτηση δημοπρασίας, τις απαιτήσεις εξειδίκευσης, την επιλογή του νικητή, και την ευθύνη και την ύπαρξη ρίσκου (IRENA, 2015). Προσφέρουν την δυνατότητα προσέλκυσης ιδιωτικών επενδύσεων, εγχώριων και ξένες, μέσω σαφών και διαφανών διαδικασιών. Αυτές οι ιδιότητες έχουν καταστήσει τις δημοπρασίες ένα από τα πιο ευρέως υιοθετημένα εργαλεία της ενεργειακής μετάβασης, ακόμη και σε χώρες χωρίς προηγούμενη εμπειρία στη στήριξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Σχετικά με το υδρογόνο, ο μηχανισμός της δημοπρασίας μπορεί να λειτουργήσει μόνο όταν καταστεί δυνατή η αντικατάσταση του γκρίζου υδρογόνου από το πράσινο. Δεδομένου ότι οι δημοπρασίες δεσμεύουν τα έργα που κερδίζουν για όλη τη διάρκεια των συμβάσεων, οι οποίες μπορεί να διαρκέσουν και 20 χρόνια, στη δημοπρασία θα μπορούν να συμμετέχουν μόνο λύσεις ευθυγραμμισμένες με την ενεργειακή μετάβαση, όπως είναι οι μονάδες ηλεκτρόλυσης συνδεδεμένες με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Οι δημοπρασίες μπορούν επίσης να βασίζονται εκπομπές ρύπων υδρογόνου που θα αποφεύγονται με τη χρήση πράσινου αντί γκρίζου υδρογόνου. Για κάθε τόνο CO<sub>2</sub> που αποφεύγεται, οι παραγωγοί θα μπορούσαν να λαμβάνουν πριμοδότηση που θα καθορίζεται στις δημοπρασίες, και θα λαμβάνεται ως επιπλέον έσοδο από την πώληση υδρογόνου. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αυτής της λειτουργίας είναι το SDE++ Scheme που εφαρμόζεται στην Ολλανδία.

Εάν υπάρχει ήδη ένα σύστημα εμπορίας εκπομπών, οι δημοπρασίες μπορούν να ορίσουν ένα συμβόλαιο άνθρακα για τη διαφορά, σύμφωνα με το οποίο οι παραγωγοί υδρογόνου θα λαμβάνουν τη διαφορά μεταξύ της συμφωνηθείσας τιμής εκκίνησης ανά αποφευχθείσα μονάδα εκπομπών CO<sub>2</sub> και του μέσου όρου των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα τιμή στο σύστημα εμπορίας εκπομπών. Αυτό το είδος ρύθμισης εξετάζεται επί του παρόντος στο Ευρωπαϊκή Ένωση (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2020<sup>α</sup> [4]).

### 8.3 Πολιτική για τη στήριξη των υποδομών υδρογόνου

#### 8.3.1 Πολιτική για υποστήριξη της κατασκευής ή μετασκευής του δικτύου υδρογόνου

Η επαναχρησιμοποίηση τμημάτων του υφιστάμενου δικτύου ορυκτού αερίου αποτελεί μία αποδοτική ευκαιρία για την ανάπτυξη των υποδομών υδρογόνου και δεν γίνεται για πρώτη φορά. Προηγούμενες εμπειρίες συμπεριλαμβάνουν τη μετατροπή από υγραέριο σε ορυκτό αέριο στην Ευρώπη όταν ξεκίνησε η παραγωγή στην Βόρεια Θάλασσα κατά τη δεκαετία του 1960, και τη μετατροπή από αέριο χαμηλής θερμογόνου δύναμης σε αέριο υψηλής θερμογόνου δύναμης αέριο στη βορειοδυτική Ευρώπη με το κλείσιμο του Groningen (IEA, ENTSOG και EZK, 2020, McDowall et al., 2014) [20,21].

Στην Γερμανία, διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς (ΔΣΜ) ήδη επιδιώκουν να μετατρέψουν 5.900 χλμ. αγωγών (περίπου το 15% του συνολικού εθνικού δικτύου) σε υδρογόνου, με μόνο 100 χλμ. νέους αγωγούς. Το κόστος του δικτύου αναμένεται στα 726 εκατ. δολάρια ΗΠΑ (660 εκατ. ευρώ) (DW, 2020) [22]. Οι ολλανδοί ΔΣΜ Gasunie και Tennet (οι κύριοι φορείς φυσικού αερίου και ηλεκτρικού ρεύματος) αξιολογούν τις δυνατότητες να χρησιμοποιήσουν το υπάρχον δίκτυο φυσικού αερίου για υδρογόνο μέσω της μελέτης σκοπιμότητας HyWay 27.

Οι δραστηριότητες των ΔΣΜ αερίου υπόκεινται σε αυστηρή νομοθεσία. Οι υπεύθυνοι χάραξης πολιτικής πρέπει να τους παρέχουν ένα επικαιροποιημένο ρυθμιστικό πλαίσιο που θα επιτρέπει την επαναχρησιμοποίηση των δικτύων τους. Δεδομένου ότι η χρήση του υδρογόνου μέχρι στιγμής έχει περιοριστεί σε βιομηχανικά συμπλέγματα, για να εξαπλωθεί ευρέως σε δίκτυο θα πρέπει να καθοριστεί ένα ρυθμιστικό πλαίσιο και πρότυπα ποιότητας υδρογόνου που να αφορά τα δίκτυα καθαρού υδρογόνου (ACER και CEER, 2021) [23].

Η νομοθεσία του δικτύου φυσικού αερίου μπορεί να αποτρέψει καταστάσεις κατάχρησης λόγω θέσης ισχύος, όπως σε περιπτώσεις όπου προϋπάρχοντες παίκτες δεν επιτρέπουν στους ανταγωνιστές να έχουν πρόσβαση στην ίδια υποδομή. Οι γενικές αρχές της νομοθέτησης του υδρογόνου θα πρέπει να είναι σαφείς από την αρχή, ώστε να καταστεί δυνατή η διασυννοριακή μεταφορά και να παρέχει ασφάλεια και προβλεψιμότητα στους συμμετέχοντες στην αγορά, βοηθώντας να λάβουν επενδυτικές αποφάσεις. Τομείς στους οποίους απαιτείται διεθνής συμφωνία είναι τα πρότυπα ποιότητας του υδρογόνου, τα πρότυπα λειτουργικής ασφάλειας, απαιτήσεις ακεραιότητας αγωγών, προδιαγραφές καυσίμων και πρότυπα

συμβατότητας συσκευών. Η τυποποίηση θα διευκόλυνε τη χρήση των GOs επειδή το προϊόν θα είναι πάντα το ίδιο. Ένα παγκόσμιο πρότυπο θα δημιουργούσε μια πιο ρευστή αγορά, μειώνοντας το κόστος για τους καταναλωτές. Τα οφέλη της δημιουργίας προτύπων υπερβαίνουν τα επιμέρους διασυννοριακά έργα. Μπορούν να διαδώσουν τα οφέλη της εκμάθησης μέσω της πράξης, καθώς ξένες εταιρείες που σχεδιάζουν και κατασκευάζουν τον εξοπλισμό αρχίζουν να δραστηριοποιούνται στο εξωτερικό. Αυτό θα επιτρέψει την ταχύτερη μείωση του κόστους και θα ενισχύσει την ασφάλεια ως αποτέλεσμα της εφαρμογής των βέλτιστων πρακτικών.

Στην Ευρωπαϊκή Ένωση, το Τομεακό Φόρουμ Διαχείρισης Ενέργειας διαθέτει μια "Ομάδα εργασίας για το υδρογόνο". η οποία εργάζεται ήδη για την τυποποίηση του τομέα του υδρογόνου μεταξύ των κρατών μελών (JRC, CENELEC και NEN, 2019) [24]. Ωστόσο, οι εργασίες βρίσκεται ακόμη σε προ-κανονιστικό στάδιο και θα χρειαστούν χρόνια για τη δημιουργία πραγματικών προτύπων.

### 8.3.2 Οικονομική ενίσχυση των υποδομών υδρογόνου

Για να μπορέσει να αναπτυχθεί το δίκτυο υδρογόνου, είτε με επαναχρησιμοποίηση είτε με την κατασκευή νέων αγωγών, οι ΔΣΜ θα πρέπει να επενδύσουν. Το κόστος επαναχρησιμοποίησης μπορεί να ανακτηθεί μέσω των τελών στους λογαριασμούς φυσικού αερίου. Ωστόσο, σε περίπτωση μεγάλης επέκτασης σε σύντομο χρονικό διάστημα, το απαιτούμενο κεφάλαιο μπορεί να είναι πέρα από τις δυνατότητες του φορέα εκμετάλλευσης. Σε αυτή την περίπτωση, θα χρειαστούν επιπλέον κεφάλαια. Η οικονομική στήριξη στις επενδύσεις μπορεί να επιταχύνει την παράδοση έργων ανανεώσιμου φυσικού αερίου κατά τα πρώτα στάδια ανάπτυξης της αγοράς, που οι επενδυτικοί κίνδυνοι είναι υψηλότεροι. Τα μέτρα μείωσης του κινδύνου μπορούν να συμβάλουν στη μείωση κόστους χρηματοδότησης και να τονώσουν τις επενδύσεις των ΔΣΜ. Αυτά περιλαμβάνουν επιχορηγήσεις κεφαλαίου, εγγυήσεις δανείων και ευνοϊκά δάνεια από αναπτυξιακές τράπεζες.

Μεταξύ 2021 και 2030 η Ολλανδία σχεδιάζει να επενδύσει 7 δισ. ευρώ σε υποδομές για την ενεργειακή μετάβαση, μέσω του ΔΣΜ Gasunie, για την κάλυψη των την αυξανόμενη ζήτηση στη μεταφορά υδρογόνου, πράσινου αερίου, την αποθήκευση CO<sub>2</sub> και τη θερμότητα με βάση τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Το 1,5 δισ. ευρώ θα αφιερωθεί στη σύνδεση των μεγάλων βιομηχανικών κέντρων της Ολλανδίας και Βόρειας Γερμανίας με τον τόπο παραγωγής μπλε και πράσινου υδρογόνου. Η Gasunie θα χρησιμοποιήσει υφιστάμενους αγωγούς φυσικού αερίου που θα είναι διαθέσιμοι λόγω της μειωμένης ζήτησης φυσικού αερίου. Τα περισσότερα έργα της Gasunie χρηματοδοτούνται από κοινού με πελάτες και άλλους εταίρους, με την υποστήριξη κυβερνητικών επιδοτήσεων (Gasunie, 2020) [25].

### 8.4 Πολιτική στήριξης των συνθετικών καυσίμων στην αεροπορία

Οι αερομεταφορές ευθύνονται για το 2,5% των παγκόσμιων εκπομπών που σχετίζονται με την ενέργεια. Πρόκειται για υψηλής ενεργειακής πυκνότητας καύσιμα λόγω του περιορισμού στη μάζα και τον όγκο των αεροσκαφών.

Τα συνθετικά καύσιμα αεριωθούμενων που παράγονται από πράσινο υδρογόνο θα μπορούσαν να διαδραματίσουν ρόλο ως καύσιμα drop-in, συμπληρώνοντας τα βιοκαύσιμα αεριωθούμενων αεροσκαφών για την απαλλαγή από τον άνθρακα στον τομέα των αερομεταφορών (IRENA, 2020b) [26]. Συνθετικά καύσιμα για τζετ παράγονται από υδρογόνο και μία πηγή άνθρακα (συνήθως με τη μορφή CO ή CO<sub>2</sub>) και είναι υδρογονάνθρακες με τις ίδιες φυσικές ιδιότητες με αυτές των διυλισμένων προϊόντων από ορυκτά καύσιμα.

Η ποσότητα συνθετικού καυσίμου που απαιτείται στις αερομεταφορές (και συνεπώς το συνολικό κόστος της ενεργειακής μετάβασης του τομέα των αερομεταφορών) θα μπορούσε να μειωθεί περαιτέρω μέσω αεροσκαφών μεγαλύτερης ενεργειακής απόδοσης και χαμηλότερης ζήτησης για ταξίδια μεγάλων αποστάσεων (π.χ. με μετατόπιση σε τρένα ή μειωμένα αεροπορικά ταξίδια, ευρύτερη χρήση της τηλεργασίας και τηλεδιασκέψεων), και την άμεσο εξηλεκτρισμό των πτήσεων μικρών αποστάσεων. Η ηλεκτρική πρόωση θα μπορούσε να είναι εφικτή για μικρά αεροπλάνα και πτήσεις μικρών αποστάσεων. Η απευθείας χρήση υδρογόνου στα αεροπλάνα είναι επίσης υπό εξέταση.

Για να επωφεληθούν από την ευκαιρία να περικοπούν οι εκπομπές από τις αερομεταφορές με τη χρήση συνθετικών καυσίμων, οι υπεύθυνοι χάραξης πολιτικής μπορούν να εξετάσουν:

Τον καθορισμό ρητών στόχων για τη μείωση εκπομπών στις αερομεταφορές. Τα ανανεώσιμα καύσιμα για τις αερομεταφορές θα πρέπει να υπολογίζονται ως ξεχωριστό μέσο για την επίτευξη των στόχων απαλλαγής από τις ανθρακούχες εκπομπές του τομέα των μεταφορών. Θα μπορούσε επίσης να δοθεί επιπλέον συντελεστής βαρύτητας ώστε να αντικατοπτρίζεται το υψηλότερο κόστος και να τους δοθεί μια μικρή προτεραιότητα, όπως στο REDII της ΕΕ, το οποίο έχει πολλαπλασιαστή 1,2 για τα ανανεώσιμα καύσιμα που χρησιμοποιούνται στη ναυτιλία και την αεροπορία κατά τον υπολογισμό των επιδόσεων έναντι των στόχων (Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, 2018).

Εστίαση περισσότερο στα συνθετικά καύσιμα. Μέχρι στιγμής οι προσπάθειες για τη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> έχουν επικεντρωθεί τόσο στην ενεργειακή απόδοση (η οποία αποδίδει χαμηλότερη κατανάλωση καυσίμων, χαμηλότερο κόστος καυσίμων και υψηλότερα κέρδη) και στα βιοκαύσιμα. Όμως τα βιώσιμα αεροπορικά καύσιμα, ως έννοια, περιλαμβάνουν τόσο τα βιοκαύσιμα όσο και τα συνθετικά καύσιμα. Έτσι, οι πολιτικές θα πρέπει να στοχεύουν στην προώθηση και των δύο ενεργειακών φορέων.

Παροχή οικονομικών κινήτρων για τη μείωση της διαφοράς κόστους μεταξύ ορυκτών και συνθετικών καυσίμων. Πιθανές στρατηγικές περιλαμβάνουν την εξάλειψη των επιδοτήσεων για τα ορυκτά καυσίμων, την παροχή επιχορηγήσεων για επενδύσεις στην παραγωγή συνθετικών καυσίμων και την επέκταση των υφιστάμενων συστημάτων εμπορίας εκπομπών, όπως το ΣΕΔΕ της ΕΕ, για να καλύψουν τις αερομεταφορές. Οι πολιτικές θα πρέπει να αποσκοπούν στη δημιουργία μιας αγοράς

που αποτιμά τις μειώσεις των εκπομπών από τη χρήση συνθετικών καυσίμων. Ακόμη και μακροπρόθεσμα, ωστόσο, τα συνθετικά καύσιμα μπορεί να μην φτάσουν την ισοτιμία κόστους των ορυκτών καυσίμων, οπότε η ανάμειξη θα μπορεί να αποτελέσει μία πρακτική ενδιάμεση επιλογή.

Εγγύηση μιας βιώσιμης πηγής άνθρακα. Ο περιβαλλοντικός αντίκτυπος των συνθετικών καυσίμων καθορίζεται τόσο από την πηγή ηλεκτρικής ενέργειας όσο και από την πηγή CO<sub>2</sub>. Θα πρέπει λοιπόν να προωθηθούν οι πηγές CO<sub>2</sub> που είναι συμβατές με μηδενικές εκπομπές, δηλαδή οι βιογενείς ή απευθείας από τον αέρα. Η διασφάλιση της βιωσιμότητας των συνθετικών καυσίμων, απαιτεί σύστημα πιστοποίησης κατά την παραγωγική διαδικασία τόσο για το υδρογόνο όσο και για το CO<sub>2</sub>.

### 8.5 Πολιτική στήριξης εποχικής αποθήκευσης

Το πράσινο υδρογόνο μπορεί να παρέχει εποχιακή αποθήκευση για το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, παράλληλα με άλλες επιλογές όπως η αντλησιοταμίευση. Μπορεί πράγματι να παράγεται σε εποχές με άφθονη VRE παραγωγή και να αποθηκεύεται για μεταγενέστερη χρήση σε υπόγειους γεωλογικούς σχηματισμούς, όπως τα σπήλαια αλατιού. Καθώς η εποχιακή αποθήκευση θα καταστεί αναγκαία για επίτευξη ενός πλήρως απαλλαγμένου από τις ανθρακούχες εκπομπές ηλεκτρικού δικτύου, οι υπεύθυνοι χάραξης πολιτικής θα πρέπει να προσδιορίσουν λύσεις για την υποστήριξή της. Αυτές θα πρέπει να είναι ωφέλιμες για κάθε τεχνολογία εποχιακής αποθήκευσης, και θα μπορούσαν να περιλαμβάνουν (FTI, 2018)[27]:

- Προμήθεια εποχιακής αποθήκευσης: Οι φορείς χάραξης πολιτικής θα μπορούσαν να λάβουν μέτρα για να διασφαλίσουν ότι το ενεργειακό σύστημα θα διαθέτει ένα ελάχιστο επίπεδο χωρητικότητας εποχιακής αποθήκευσης. Παρόμοια με τους σημερινούς μηχανισμούς δυναμικότητας, αυτό το μέτρο θα αποσκοπούσε στην εξασφάλιση ενός ελάχιστου όγκου ενέργειας για περιόδους χαμηλών VRE παραγωγής. Η προμήθεια αυτή θα μπορούσε να έχει τη μορφή δημοπρασίας για τη μακροπρόθεσμη προμήθεια ενέργειας ή δυναμικότητας για μια συγκεκριμένη περίοδο: οι δημοπρασίες για συγκεκριμένα προϊόντα θα μπορούσαν να προσαρμοστούν (IRENA, 2019a) [28]. Εναλλακτικά, οι προμηθευτές ενέργειας θα υποχρεούνται να διασφαλίζουν ότι διαθέτουν μία ελάχιστη ποσότητα εποχιακής αποθήκευσης.

- Προγράμματα τροφοδότησης: Επειδή οι λύσεις εποχιακής αποθήκευσης είναι απίθανο να ανακτήσουν το κόστος τους μέσα σε ένα οριακό σύστημα τιμολόγησης, οι υπεύθυνοι χάραξης πολιτικής θα μπορούσαν να εισαγάγουν ένα feed in tariff σχήμα ή ένα σύστημα πριμοδότησης για να αντισταθμίσουν μια παρατεταμένη περίοδο χαμηλής VRE παραγωγής.

Οι χώρες θα πρέπει να ρυθμίσουν την έγχυση και την αποθήκευση του υδρογόνου σε γεωλογικούς σχηματισμούς εντός της δικαιοδοσίας τους (ιδιοκτησία, ευθύνες, προστασία του περιβάλλοντος). Οι κανόνες αυτοί θα μπορούσαν να εκμεταλλευτούν τους υφιστάμενους για την εξόρυξη, τη διατήρηση των υδάτων, τη διάθεση



αποβλήτων, τη διατήρηση των πόρων, αποθήκευση ορυκτού αερίου, επεξεργασία αερίων υψηλής πίεσης και άλλους. Θα μπορούσαν να συνδυαστούν με δραστηριότητες για ρύθμιση της αποθήκευσης CO<sub>2</sub>, για την οποία παρομοίως δεν υπάρχει νομοθετικό πλαίσιο ακόμα. (IPCC, 2018b) [29].

## 8.6 Πολιτική στήριξης της χρήσης υδρογόνου στην ναυτιλία και στα «πράσινα» φορτηγά

Όταν η χρήση αγωγών δεν είναι δυνατή, το υδρογόνο πρέπει να μεταφέρεται μέσω ειδικών οχημάτων ή πλοίων. Εάν αυτά τα μέσα μεταφοράς τροφοδοτούνται με ορυκτά καύσιμα σε μεγάλες αποστάσεις, τα περιβαλλοντικά οφέλη από τη χρήση πράσινου υδρογόνου μπορεί να είναι μειωθούν ή και να μηδενιστούν.

Υπάρχουν τρεις κύριες επιλογές για φορτηγά με μηδενικές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα: ηλεκτρικά οχήματα με μπαταρία, ηλεκτρικά οχήματα με κυψέλες καυσίμου και οχήματα με εναλλακτικά καύσιμα (βιώσιμα βιοκαύσιμα και συνθετικά καύσιμα). Καμία από αυτές τις επιλογές δεν χρησιμοποιείται ακόμα ευρέως, αλλά όλες έχουν δοκιμαστεί και τα ζητήματα που εμποδίζουν την επέκταση είναι κυρίως οικονομικά και υλικοτεχνικά. Επίσης, τελευταία αναδύονται και οι ηλεκτροκίνητες λύσεις ως επιλογή για τα βαρέα οχήματα.

Τα συστήματα ηλεκτρικών μπαταριών δεν είναι κατάλληλα για μεγάλες αποστάσεις με πλοία, αλλά εισάγονται σιγά σιγά σε οχηματαγωγά πλοία μικρών αποστάσεων. Βιοκαύσιμα, πράσινο υδρογόνο και αμμωνία εξετάζονται ως εναλλακτικά καύσιμα (IRENA, 2020e) [30].

Οι φορείς χάραξης πολιτικής που εξετάζουν επί του παρόντος το πράσινο υδρογόνο θα πρέπει να διασφαλίσουν ότι οι GOs λαμβάνουν υπόψη τους τις εκπομπές που σχετίζονται με τη μεταφορά του υδρογόνου ώστε να διασφαλιστεί ότι ολόκληρη η αλυσίδα εφοδιασμού είναι βιώσιμη (IRENA, 2020a) [3]. Αυτό θα ωθούσε την τομέα του υδρογόνου να προσδιορίσει τρόπους μεταφοράς με περιορισμένες έως μηδενικές εκπομπές, υποστηρίζοντας την ταχεία ανάπτυξη των ηλεκτρικών φορτηγών και πλοίων με καύσιμο αμμωνίας, για παράδειγμα. Άλλες προτάσεις που θα πρέπει να ληφθούν υπόψη είναι οι κάτωθι:

- Η εφαρμογή φορολογικών κινήτρων. Οι φόροι βάσει χωρητικότητας του φορτίου θα μπορούσαν να είναι χαμηλότεροι για τα φορτία που μεταφέρονται με πλοία με χαμηλότερες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, πρακτική που έχει εφαρμοστεί ήδη στη Νορβηγία και την Πορτογαλία. Επιπλέον, 28 από τα 100 μεγαλύτερα λιμάνια στον κόσμο χρεώνουν λιμενικά τέλη που ποικίλλουν ανάλογα με τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις των πλοίων, με πέντε από αυτά να περιλαμβάνουν τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου μεταξύ αυτών των επιπτώσεων. Άλλα πιθανά μέσα πολιτικής θα μπορούσαν να είναι η χρέωση όλων των πλοίων με μια σταθερή εισφορά βάση κατανάλωσης ορυκτών καυσίμων, ή η προσθήκη της μεταφοράς με πλοίο στα

συστήματα εμπορίας εκπομπών, όπως θα πράξει η Ευρωπαϊκή Ένωση εντός του 2022 (Reuters, 2020). Τέτοια οικονομικά κίνητρα θα βοηθήσουν να κλείσει το χάσμα κόστους μεταξύ των ορυκτών καυσίμων και των πράσινων εναλλακτικών λύσεων.

- Δημιουργία ζήτησης για πράσινα καύσιμα στη ναυτιλία. Για παράδειγμα, οι κυβερνήσεις μπορούν να θέσουν στόχους για έναν απαιτούμενο αριθμό πλοίων μηδενικών εκπομπών. Ή θα μπορούσαν να επιβάλλουν τη χρήση συνθετικών καυσίμων με συνεχώς αυξανόμενο ποσοστό ανάμιξης με τα σημερινά καύσιμα, ποσοστό που θα ορίζεται από μετρήσεις που θα ωφελούν κάθε φορά την αγορά.
- Υποστήριξη της ανάπτυξης υποδομών. Η προμήθεια πράσινου υδρογόνου, αμμωνίας ή μεθανόλης σε μόλις μερικά λιμάνια σε όλο τον κόσμο θα ήταν αρκετή για μία μεγάλη μείωση των παγκόσμιων εκπομπών, δεδομένου ότι μόλις επτά χώρες είναι σήμερα υπεύθυνες για το 60% των παγκόσμιων πωλήσεων καυσίμων (οι μεγαλύτερες είναι η Σιγκαπούρη, οι Ηνωμένες Πολιτείες και τα Ηνωμένα Αραβικά Εμιράτα) (IRENA, 2019c). Τα λιμάνια αντίστοιχα θα πρέπει να προσαρμοστούν για να μπορούν να παραδώσουν το υδρογόνο ή την αμμωνία.
- Υποστήριξη της διεθνούς πολιτικής και κανονισμών. Εάν μόνο μία ή λίγες χώρες θεσπίσουν πολιτικές για τον περιορισμό των θαλάσσιων εκπομπών, τότε μεγάλο μέρος της ναυτιλιακής δραστηριότητας θα μετακινηθεί απλά σε άλλες χώρες. Ως αποτέλεσμα, χρειάζεται συντονισμένη δράση από πολλές χώρες για να μειωθούν οι εκπομπές της διεθνούς ναυτιλίας. Επιπλέον, πρέπει να θεσπιστεί ένα διεθνές ρυθμιστικό πλαίσιο για αυτά τα εναλλακτικά καύσιμα. Θα πρέπει να περιλαμβάνει GOw και ακριβείς μετρήσεις των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για κάθε καύσιμο.

### 8.7 Υποστήριξη έρευνας και ανάπτυξης

Η ηλεκτρόλυση νερού είναι μια εμπορική τεχνολογία και οι πολιτικές που περιγράφονται παραπάνω μπορούν να δώσουν ώθηση και να δημιουργηθεί ένας εθνικός τομέας υδρογόνου. Χρειάζεται όμως, συνεχής προσπάθεια στην έρευνα και την καινοτομία για να γίνει το πράσινο υδρογόνο ανταγωνιστικό του γκρίζου και των ορυκτών καυσίμων. Αυτό θα αυξήσει την αποτελεσματικότητα των υποστηρικτικών πολιτικών και, τελικά, θα τις καταστήσει λιγότερο αναγκαίες.

Η E&A αποτελεί θεμελιώδες μέρος της ενεργειακής μετάβασης και είναι απαραίτητη για τη μείωση του κόστους παραγωγής και μεταφοράς του πράσινου υδρογόνου. Οι κυβερνήσεις έχουν κεντρικό ρόλο στον καθορισμό της ερευνητικής ατζέντας. Αυτή μπορεί να λάβει τη μορφή χρηματοδότησης για συγκεκριμένου τύπου έργων E&A που απαιτούνται για την επιτάχυνση της ανάπτυξης, χρησιμοποιώντας επιχορηγήσεις, φορολογικά κίνητρα, δάνεια με ευνοϊκούς όρους και μετοχικό κεφάλαιο σε νεοφυείς επιχειρήσεις. Επίσης, οι πολυμερείς ερευνητικές πρωτοβουλίες μπορούν να είναι πολύτιμες. Ένα παράδειγμα είναι η



ιταλοαυστραλιανή συνεργασία για την ανταλλαγή γνώσεων μεταξύ ερευνητικών ιδρυμάτων (Fuel Cells Works, 2021)[31].

Η ερευνητική υποδομή για το υδρογόνο έχει εξελιχθεί κατά τη διάρκεια των χρόνων και έχουν δημιουργηθεί ερευνητικοί "κόμβοι" που επικεντρώνονται σε συγκεκριμένα θέματα. Ειδικά εργαστήρια έχουν δημιουργηθεί για την ανάπτυξη και τη δοκιμή νέων λύσεων σε συνεργασία με τη βιομηχανία, δημιουργώντας το περιβάλλον για την ανάπτυξη νεοφυών επιχειρήσεων (όπως, για παράδειγμα, στη Γκρενόμπλ της Γαλλίας). Αυτοί οι κόμβοι συνδέονται στη συνέχεια μέσω δικτύων γνώσης για να ενισχύσουν τα αποτελέσματα της καινοτομίας. Ένας σημαντικός στόχος για τη μελλοντική E&A είναι η βελτίωση της απόδοσης των ηλεκτρολυτών. Δεδομένου ότι η ηλεκτρική ενέργεια είναι η κύρια συνιστώσα του κόστους, κάθε βελτίωση της αποδοτικότητας θα μειώσει άμεσα το κόστος του πράσινου υδρογόνου - περισσότερες λεπτομέρειες είναι διαθέσιμες στο IRENA (2019b).

Εθνικά και διεθνή προγράμματα στήριξης της E&A για το πράσινο υδρογόνο έχουν εισαγάγει στόχους για τη μέτρηση της τεχνολογικής προόδου. Για παράδειγμα, οι στόχοι για το ισοσταθμισμένο κόστος του υδρογόνου ή το κεφαλαιουχικό κόστος του ηλεκτρολύτη είναι συνήθεις μετρήσεις:

- Το Υπουργείο Ενέργειας των Ηνωμένων Πολιτειών έχει στόχο 2 USD/kg. Το ερευνητικό του πρόγραμμα "H2@Scale" είναι ένα πρόγραμμα 64 εκατομμυρίων δολαρίων ΗΠΑ που υποστηρίζει τις προσπάθειες για τη μείωση του κόστους παραγωγής υδρογόνου.

- Η αυστραλιανή στρατηγική που ονομάζεται "H2 under 2" έχει στόχο το 1,5 USD/kg (2 AUD/kg).

- Στην Ευρωπαϊκή Ένωση, το πρόγραμμα Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) έχει ορίσει στόχους για το κεφαλαιουχικό κόστος των ηλεκτρολυτών ύψους 440 USD/kW για αλκαλικούς ηλεκτρολύτες και 550 USD/kW για τους ηλεκτρολύτες PEM έως το 2030 (FCH JU, 2021).

Τα περισσότερα ερευνητικά προγράμματα καλύπτουν πολλαπλούς στόχους σε όλα τα τμήματα της αλυσίδας αξιών του υδρογόνου. Στην Ευρωπαϊκή Ένωση, το FCH JU, από τα 893 εκατ. ευρώ που είχαν προϋπολογιστεί για την έρευνα, διέθεσε συνολικά 418 εκατ. ευρώ σε 135 έργα για ενεργειακούς σκοπούς (αυτό περιλαμβάνει την ηλεκτρόλυση, διανομή υδρογόνου, αποθήκευση και κυψέλες καυσίμου για συνδυασμένη παραγωγή θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας, και πρωτοβουλίες που υποστηρίζουν τον διατομεακό χαρακτήρα του υδρογόνου όπως οι "κοιλιάδες υδρογόνου- Hydrogen Valleys").

Τέλος, για να δοκιμαστεί μία εφαρμογή που βρίσκεται σε πρώιμα στάδια είναι σημαντικά τα έργα επίδειξης, τα οποία παίζουν καθοριστικό ρόλο στον εντοπισμό ζητημάτων και λύσεων για το μεταγενέστερο, μεγαλύτερο στάδιο ανάπτυξης. Φορείς χάραξης πολιτικής μπορούν να υποστηρίξουν οικονομικά τέτοια έργα, για την έγκαιρη ανακάλυψη και αντιμετώπιση των αδύναμων σημείων της εφοδιαστικής

αλυσίδας Για παράδειγμα, η Ιαπωνία δοκιμάζει πολλαπλές ναυτιλιακές επιλογές μεταφοράς υδρογόνου. Υπάρχουν επίσης περίπου 40 έργα σε όλο τον κόσμο που επικεντρώνονται στην μεταφορά και διανομή του πράσινου αερίου σε δίκτυα (IRENA, IEA και REN21, 2020) [32].

## 9. Οδικός χάρτης μετάβασης των υποδομών υδρογόνου και η ανάπτυξη της αγοράς αυτού

### 9.1 Επισκόπηση ενδιαφέροντος Ευρωπαϊκής Επιτροπής για το υδρογόνο

Η Ευρωπαϊκή Ένωση, όπως και οι χώρες μέλη της, θεωρεί το υδρογόνο έναν από τους πυλώνες της ενεργειακής και κλιματικής πολιτικής της. Το αέριο αυτό είναι ιδανική επιλογή για την επίτευξη των στόχων της για την 2050: ουδετερότητα ως προς τον άνθρακα, όπως περιγράφεται από τη συμφωνία του Παρισιού για το κλίμα και τον καθαρό ενεργειακό εφοδιασμό, όπως αναφέρεται από το Ευρωπαϊκό Green Deal . Για την ΕΕ (Ευρωπαϊκή Επιτροπή), το υδρογόνο έχει πολλά πλεονεκτήματα : Είναι ο καλύτερος τρόπος για μεγάλης κλίμακας απεξάρτηση από τον άνθρακα σε όλους τους τομείς —των μεταφορών, της βιομηχανίας και των κτιριακών τομέων. Επιπλέον, το υδρογόνο θα μπορούσε να διαδραματίσει σημαντικό ρόλο στη μετάβαση προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ενώ παράλληλα εξασφαλίζει ευελιξία στη μεταφορά ενέργειας μεταξύ των τομέων. Επιπλέον, το υδρογόνο μπορεί να συμβάλει στη μείωση της εξάρτησης της ΕΕ από τα ορυκτά καύσιμα, να ενισχύσει την αλυσίδα αξιών και να συμβάλει στη δημιουργία θέσεων εργασίας για σχεδόν ένα εκατομμύριο άτομα [75].

Το ενδιαφέρον της Ευρωπαϊκής Ένωσης για το υδρογόνο ήταν ήδη εμφανές στις αρχές της δεκαετίας του 1980 μέσω της χρηματοδότησης έργων E&A. Το έργο επίδειξης EQHHP (Euro-Quebec Hydrogen Pilot Project), με συνολικό προϋπολογισμό 59 εκατομμυρίων καναδικών δολαρίων, ήταν ένα από τα κύρια έργα που χρηματοδοτήθηκε από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή σε συνεργασία με την κυβέρνηση του Κεμπέκ (38 εκατ. ECU). Προσπάθησε να πείσει τους πολίτες για τη βιωσιμότητα της μετατροπής της υδροηλεκτρικής ενέργειας του Κεμπέκ σε υδρογόνο με ηλεκτρόλυση, καθώς και να προωθήσει την τεχνολογία υδρογόνου που σχετίζεται με την αεροναυπηγική, τις μεταφορές, τη συμπαραγωγή ηλεκτρισμού/θερμότητας και την έγχυση στα δίκτυα φυσικού αερίου[76]. Από τη δεκαετία του 2000, οι πρωτοβουλίες της ΕΕ υπέρ της ανάπτυξης του υδρογόνου έχουν αυξηθεί με 300 εκατομμύρια ευρώ που χρηματοδότησαν, στο πλαίσιο του προγράμματος R&D Framework Program (RDFP) ,ερευνητικά έργα για το υδρογόνο και τις κυψέλες καυσίμου[75].

Στις αρχές του 2004, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ίδρυσε την "Ευρωπαϊκή πλατφόρμα για το υδρογόνο και τις κυψέλες καυσίμου" για την υποστήριξη της ανάπτυξης πιο αποδοτικών, από άποψη κόστους, εφαρμογών υδρογόνου και κυψελών καυσίμου, καθώς και για τη βελτίωση των υποδομών υδρογόνου [77]. Το 2008, η Ευρωπαϊκή επιτροπή δημιούργησε τη μεγαλύτερο οργανισμό υποστήριξης έρευνας,

τεχνολογικής ανάπτυξης και επίδειξης Research and Technology Development and Demonstration (RTD), τον Κοινό Οργανισμό για τις Κυψέλες Καυσίμου και το Υδρογόνο (Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU)) με στόχο την επιτάχυνση της ανάπτυξης των τεχνολογιών υδρογόνου και των κυψελών καυσίμου. Βασιζόμενη σε ιδιωτικές και δημόσιες συνεργασίες, ο FCH-JU αποτελείται από τρία μέλη: Ευρωπαϊκή Επιτροπή, Hydrogen Europe Research, και Hydrogen Europe. Εμπλεκόμενοι φορείς σε αυτό το πρόγραμμα περιλαμβάνουν δημόσιες αρχές, ερευνητικά κοινοτικά κέντρα και βιομηχανικούς εταίρους .

Το 2008, το πρώτο πρόγραμμα FCH-JU ξεκίνησε με το στόχο τη στήριξη της έρευνας και της τεχνολογικής ανάπτυξης έργων. Προικοδοτήθηκε με προϋπολογισμό 947 εκατομμυρίων ευρώ, εκ των οποίων το ήμισυ δόθηκε από την Ευρωπαϊκή Κοινότητα μέσω του προγράμματος FP7 και το άλλο μισό λήφθηκε από ιδιωτικά κεφάλαια, με τη μορφή ατομικών δωρεών από ορισμένους βιομήχανους [75]. Το δεύτερο πρόγραμμα FCH-2-JU περιλαμβάνεται στο πρόγραμμα "Ορίζοντας 2020" (2014-2020) και είχε ως κύριους στόχους [78]: 1) την βελτίωση της αποδοτικότητας και τη μείωση των κόστους παραγωγής πράσινου υδρογόνου και των τεχνολογιών καυσίμων υδρογόνου στον τομέα των μεταφορών, 2) την προώθηση της αποδοτικής χρήσης των κρίσιμων πρώτων υλών, όπως η πλατίνα, 3) την επίδειξη σε μεγάλη κλίμακα της ικανότητας του υδρογόνου να αξιοποιεί τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και να υποστηρίζει την εξισορρόπηση του δικτύου δεδομένης της ικανότητας αποθήκευσής του.

Μεταξύ των πολυάριθμων πρωτοβουλιών του FCH-JU είναι η ανακοίνωση, τον Σεπτέμβριο του 2015, ενός μεγάλου έργου για την κινητικότητα με υδρογόνο στην Ευρώπη, το Hydrogen Mobility Europe (H2ME). Το έργο αυτό έλαβε 170 εκατομμύρια ευρώ σε χρηματοδότηση, εκ των οποίων τα 67 εκατομμύρια προήλθαν από το FCH-JU, και η πρώτη φάση του ολοκληρώθηκε το 2020 με την ανάπτυξη 630 ηλεκτρικών οχημάτων κυψελών καυσίμου υδρογόνου σε 10 χώρες και την εγκατάσταση 37 νέων σταθμών επαναφόρτισης υδρογόνου σε 8 χώρες. Συνολικά, διανύθηκαν 14,5 εκατομμύρια χιλιόμετρα και διανεμήθηκαν 147 τόνοι υδρογόνου με 68.000 ανεφοδιασμούς [79]. Επιπλέον, η ΕΕ θεσπίζει το πρόγραμμα Horizon Europe, ένα πρόγραμμα έρευνας και καινοτομίας, για να ενθαρρύνει επιστημονικές πρωτοβουλίες στην Ευρώπη έως το 2027. Είναι προικισμένο με 95,5 δισεκατομμύρια ευρώ [80]. Επιπλέον, τον Φεβρουάριο του 2021, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή πρότεινε τη δημιουργία 10 νέων ευρωπαϊκών συμπράξεων στο πλαίσιο του προγράμματος "Καθαρό υδρογόνο για την Ευρώπη" και επένδυση 10 δισεκατομμύρια ευρώ για να συνοδεύσει την ενεργειακή μετάβαση [81]. Σε άλλο σημείο, η ευρωπαϊκή στρατηγική για το υδρογόνο, που παρουσιάστηκε στις 8 Ιουλίου 2020, στοχεύει στην ανάπτυξη λύσεων υδρογόνου και κυψελών καυσίμου σε Ευρώπη σε 3 φάσεις [74] :

- Φάση 1 (2020 -2025): θα επικεντρωθεί στην παραγωγή (6 GW) πράσινου υδρογόνου (περίπου 1 εκατομμύριο τόνοι), από ηλεκτρολύτες. Αυτό το υδρογόνο θα χρησιμοποιηθεί κυρίως για την χημική βιομηχανία και για δραστηριότητες βαριάς κινητικότητας.

- Φάση 2 (2025-2030): Η φάση αυτή θα χαρακτηρίζεται από την αύξηση της παραγωγής ηλεκτρολυτών σε 40 GW. Το επίκεντρο αυτή τη φορά θα είναι στις "νέες μηχανές" (π.χ. χάλυβας και ναυτιλιακές εφαρμογές), στους σταθμούς ανεφοδιασμού υδρογόνου, αποθήκευσης ενέργειας, στα τοπικά δίκτυα υδρογόνου και την παραγωγή θερμότητας για κτίρια.
- Φάση 3 (2030-2050): Θα αποτελείται από μεγάλης κλίμακας παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, το ένα τέταρτο της οποίας θα χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή υδρογόνου.

Για την επίτευξη των στόχων της, η ΕΕ σχεδιάζει, μέσω της Ευρωπαϊκής Clean Hydrogen Alliance, να επενδύσει το ποσό των 100 δισεκατομμυρίων ευρώ μεταξύ 2020 και 2030 για τη χρηματοδότηση έργων παραγωγής υδρογόνου με χρήση ηλεκτρολυτών, καθώς και για έργα αποθήκευσης και διανομής [82] . Άλλα 300 δισεκατομμύρια σχεδιάζονται για να εξασφαλίσουν την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ηλιακή και αιολική ενέργεια . Αξίζει να αναφερθεί ότι η διεθνής συνεργασία αποτελεί επίσης βασική συνιστώσα της στρατηγικής της ΕΕ. Αφορά τη συνεργασία μεταξύ γειτονικών χωρών της Δυτικής Ευρώπης και της Βόρειας Αφρικής, καθώς και με διεθνείς φορείς, για την ανάπτυξη της διεθνών προτύπων για το υδρογόνο .

## 9.2 Στάδια μετάβασης

Ανάλυση του οδικού χάρτη μετάβασης των υποδομών και της αγοράς υδρογόνου όπως παρουσιάζεται στην μελέτη της FCH- JU “ Hydrogen Roadmap Europe: A sustainable pathway for the European Energy Transition”

Δεδομένης της σημασίας που αποδίδεται στο ρόλο του υδρογόνου για την επίτευξη των κλιματικών στόχων της ΕΕ, το πλαίσιο για το σχεδιασμό της αγοράς υδρογόνου χρήζει μεγαλύτερης προσοχής σε επίπεδο ΕΕ. Το υδρογόνο είναι ένας ενεργειακός φορέας που, εκτός από τις μεταφορές και τα χημικά προϊόντα, εκτείνεται τόσο στον κόσμο του φυσικού αερίου όσο και στον κόσμο της ηλεκτρικής ενέργειας. Βραχυπρόθεσμα και μεσοπρόθεσμα, η έμφαση πρέπει να δοθεί στην εκκίνηση μιας οικονομίας υδρογόνου και στην αύξηση της παραγωγής και της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και χαμηλών εκπομπών άνθρακα. υδρογόνου, συμπεριλαμβανομένης της περαιτέρω αντικατάστασης του αμείωτου φυσικού αερίου με υδρογόνο. Εξετάζοντας στο μέλλον, μόλις αναπτυχθεί μια αγορά υδρογόνου, η ΕΕ πρέπει να διασφαλίσει ότι μια κατάλληλο για το σκοπό αυτό νομοθετικό καθεστώς που θα διέπει το υδρογόνο και το υδρογόνο υποδομές. Αυτό το νομοθετικό καθεστώς θα μπορούσε να βασιστεί σε ορισμένα κατάλληλα εργαλεία και μηχανισμούς που έχουν ήδη αναπτυχθεί στη νομοθεσία της ΕΕ για το φυσικό αέριο και την ηλεκτρική ενέργεια και δεν θα πρέπει να αποτελεί απλουστευμένη άσκηση κατοπτρισμού. Η ΕΕ έχει μια μοναδική ευκαιρία να αναπτύξει ένα σύστημα υδρογόνου οικονομίας του υδρογόνου στην Ευρώπη, καθώς και ένα σχέδιο για την παγκόσμια ρύθμιση του υδρογόνου.

Βάσει του προγράμματος εργασίας της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, υπάρχει μια σειρά νομοθετικών πρωτοβουλιών προς αναθεώρηση σχετικές με το υδρογόνο, όπως για παράδειγμα: η οδηγία για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Renewable Energy Directive), η μεταρρύθμιση του συστήματος εμπορίας εκπομπών και της οδηγίας για τις βιομηχανικές εκπομπές, η οδηγία για την υποδομή εναλλακτικών καυσίμων (AFID) καθώς και η μεταρρύθμιση της νομοθεσίας της ΕΕ για την αγορά φυσικού αερίου.

Η υφιστάμενη νομοθεσία για τις υποδομές σε επίπεδο ΕΕ, όπως ο κανονισμός για τα διευρωπαϊκά δίκτυα για την ενέργεια (Trans-European Networks for Energy regulation (TEN-E)), σε συνέργεια με τα διευρωπαϊκά δίκτυα μεταφορών (Trans-European Networks for Transport (TEN-T)) και το AFID μπορούν να διαδραματίσουν σημαντικό ρόλο στην προώθηση των δικτύων και των υποδομών υδρογόνου. Παρομοίως πρέπει να αντιμετωπιστούν και άλλα ζητήματα σχετικά με τις υποδομές, συμπεριλαμβανομένης της εναρμόνισης και της τυποποίησης σχετικά με την καθαρότητα του υδρογόνου και τις εισαγωγές.

Τα τρέχοντα στοιχεία της πολιτικής και των κανονιστικών ρυθμίσεων για το υδρογόνο κατανέμονται στο φυσικό αέριο, στην ηλεκτρική ενέργεια, τα καύσιμα, τις εκπομπές και τα βιομηχανικά πλαίσια, με περιορισμένο γενικότερο συντονισμό. Είναι επιτακτική ανάγκη το υδρογόνο να μετατραπεί από μια δευτερεύουσα σκέψη σε μια κεντρικό πυλώνα του ενεργειακού συστήματος. Το να συνεχιστεί η ρύθμιση του υδρογόνου αποσπασματικά και σε διαφορετικές νομοθεσίες θα καθυστερήσει την αναγκαία ενεργειακή μετάβαση και μπορεί να οδηγήσει σε κατακερματισμό, αλληλοεπικαλυπτόμενη και ενίοτε αντιφατική νομοθεσία και αβεβαιότητα στους επενδυτές. Αυτό θα έχει ως αποτέλεσμα την αποτυχία υλοποίησης των φιλόδοξων στόχων για το υδρογόνο, αλλά κυρίως την αποτυχία επίτευξης και υλοποίησης ενός καθαρού, αξιόπιστου και οικονομικά προσιτού, μηδενικών εκπομπών ενεργειακού συστήματος. Για να επιτύχει τους στόχους που καθορίζονται στη στρατηγική της ΕΕ για το υδρογόνο, η ΕΕ πρέπει να άρει τα εμπόδια για τις επενδύσεις σε υδρογόνο, να δημιουργήσει ίσους όρους ανταγωνισμού με άλλες τεχνολογίες και να προωθήσει μια εναρμονισμένη προσέγγιση για το υδρογόνο μέσω της ανάπτυξης ενός 'δρόμου' για το υδρογόνο, όπου οι υποδομές, η ζήτηση και η παραγωγή συγχρονίζονται.

Η ευρωπαϊκή στρατηγική για το υδρογόνο έχει θέσει φιλόδοξους στόχους με σκοπό την ανάπτυξη μιας οικονομίας υδρογόνου. Η στρατηγική αποτελεί το πρώτο βήμα προς την επιτυχία. Η τρέχουσα πολιτική και τα ρυθμιστικά στοιχεία για το υδρογόνο κατανέμονται στο φυσικό αέριο, την ηλεκτρική ενέργεια, τα καύσιμα, τις εκπομπές και βιομηχανικά πλαίσια, με περιορισμένο γενικό συντονισμό. Είναι καιρός το υδρογόνο να μετατραπεί από μια δευτερεύουσα σκέψη σε κεντρικό πυλώνα του ενεργειακού συστήματος. Ο βασικός ρόλος του στην επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας σημαίνει ότι αξίζει ένα ειδικό πλαίσιο.

Ένα πλαίσιο-ομπρέλα με στόχο την εναρμόνιση και την ενσωμάτωση όλων των ξεχωριστών δράσεων και νομοθεσιών που σχετίζονται με το υδρογόνο. Το "Hydrogen Act" επικεντρώνεται στις υποδομές και τις πτυχές της αγοράς, περιγράφοντας τρεις

φάσεις ανάπτυξης: τη φάση εκκίνησης, τη φάση εκκίνησης και η φάση ανάπτυξης της αγοράς.

#### 9.2.1. Στάδιο 1: Φάση εκκίνησης - Kick start phase (2020-2025)

Κατά τη φάση εκκίνησης, θα τεθούν τα θεμέλια της Ευρωπαϊκής οικονομίας υδρογόνου. Στο τέλος της φάσης εκκίνησης, ένα εκατομμύριο τόνοι καθαρού υδρογόνου θα παράγονται ετησίως, και θα έχουν εγκατασταθεί τουλάχιστον 6 GW δυναμικότητα ηλεκτρολύσης. Δεδομένης της απουσίας ενός σαφούς και εναρμονισμένου πλαισίου της ΕΕ για το υδρογόνο και την αρχική έλλειψη ανταγωνιστικότητας σε βασικές εφαρμογές, θα πρέπει να υιοθετηθεί μια ταχεία προσέγγιση για την επίτευξη των στόχων.

Θα δοθεί έμφαση σε έργα που αποδεικνύουν την επεκτασιμότητα του υδρογόνου και σε έργα που έχουν ωριμάσει επαρκώς, όπως τα έργα της Ευρωπαϊκής Συμμαχίας Καθαρού Υδρογόνου, τα προ-εγγεγραμμένα IPCEIs, οι κοιλάδες υδρογόνου, η ανάμειξη και ο αρχικός αγωγός και τα πιλοτικά έργα αποθήκευσης. Επίσης, θα δοθεί προτεραιότητα στην έρευνα, ανάπτυξη και επίδειξη (E&A) έργων που υποστηρίζουν την εμπορευματοποίηση, την κλιμάκωση και την αύξηση της ευρωπαϊκής ανταγωνιστικότητας. Επιπλέον, τα έργα που συνάδουν με τις εθνικές ενεργειακές και κλιματικών σχεδίων, National Energy and Climate Plans (NECPS) και τα σχέδια που υποβάλλονται στο πλαίσιο του μηχανισμού ανάκαμψης και ανθεκτικότητας Recovery and Resilience Facility (RRF) θα συμβάλουν στη σημαντική κλιμάκωση της παραγωγής και της ζήτησης υδρογόνου.

Για να διευκολυνθεί η αύξηση του αριθμού των έργων και να καλυφθεί το αρχικό χάσμα κόστους, οι κανόνες κρατικής ενίσχυσης χαλαρώνουν σε αυτή τη φάση, επιτρέποντας τη στήριξη από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και την κράτη μέλη έως και 100%.

Προτείνεται κατάλληλη ρήτρα λήξης ισχύος για τα έκτακτα αυτά μέτρα στήριξης, παρέχοντας κίνητρο για άμεση και επείγουσα δράση. Επιπλέον, κατά την φάση εκκίνησης, είναι επιτακτική ανάγκη να διασφαλιστεί ότι η σχετική νομοθεσία της ΕΕ προσαρμόζεται ώστε να αναγνωρίζει και να διευκολύνει τον σημαντικό ρόλο του υδρογόνου, ενώ παράλληλα θα αρθούν τα εμπόδια και οι φραγμοί για την υιοθέτηση του υδρογόνου.

Στο τέλος της φάσης εκκίνησης, τα βασικά στοιχεία της νομοθεσίας για το υδρογόνο θα έχουν εφαρμοστεί πλήρως.

#### 9.2.2 Στάδιο 2: Φάση ανάπτυξης - Ramp up phase (2025-2030)

Κατά τη φάση ανάπτυξης, το υποστηρικτικό πλαίσιο αποσκοπεί στη διευκόλυνση κρίσιμων στοιχείων της ευρωπαϊκής οικονομίας του υδρογόνου, με σκοπό να

επιτευχθεί τελικά η εμπορική ανταγωνιστικότητα του. Θα κατασκευαστούν χώροι αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας καθώς και η 'ραχοκοκκαλιά' των υποδομών, θα υλοποιηθούν λύσεις, οι κοιλάδες υδρογόνου, υποστηρίζοντας κατάλληλα μέτρα για την τόνωση της προσφοράς και της ζήτησης.

### 9.2.3 Στάδιο 3: Φάση ωρίμανσης της αγοράς υδρογόνου (2030-2050)

Αφού το υδρογόνο επιτύχει εμπορική ανταγωνιστικότητα συγκριτικά με τα συμβατικά μέσα παραγωγής και τις εναλλακτικές λύσεις, πολλά από τα πλαίσια στήριξης των προηγούμενων φάσεων θα είναι πια παρωχημένα. Το υδρογόνο θα συνεχίσει την αντικατάσταση των αμείωτων ορυκτών καυσίμων με τη μετατροπή μεγάλου μέρους των αγωγών φυσικού αερίου και την περαιτέρω ενσωμάτωση του ευρωπαϊκού συστήματος υδρογόνου. Η αγορά υδρογόνου θα είναι διαφανής και ρευστή και η διαμόρφωση των τιμών θα διέπεται σε μεγάλο βαθμό από μηχανισμούς προσφοράς και ζήτησης. Καθώς θα ολοκληρώνεται η υλοποίηση του δικτύου, η αγορά θα απαιτήσει εκ νέου ρύθμισεις, π.χ. για να εξασφαλιστεί διαλειτουργικότητα και κανόνες της αγοράς για την αποφυγή μονοπωλιακής συμπεριφοράς.

## 9.3 Οδικός χάρτης μετάβασης των υποδομών υδρογόνου

### 9.3.1 Υφιστάμενες υποδομές & πρόταση μετάβασης

Στην Ευρώπη, οι φθηνότεροι ανανεώσιμοι πόροι είναι η υδροηλεκτρική ενέργεια στη Νορβηγία και στις Άλπεις, η υπεράκτια αιολική ενέργεια στη Βόρεια και στη Βαλτική Θάλασσα, η χερσαία αιολική ενέργεια σε επιλεγμένες ευρωπαϊκές περιοχές, ενώ οι καλύτεροι ηλιακοί πόροι βρίσκονται στη Νότια Ευρώπη. Το τρέχον δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας δεν έχει κατασκευαστεί γι' αυτό και δεν είναι κατάλληλο για την ενεργειακή μετάβαση και πρέπει να εκσυγχρονιστεί δραστικά. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (ηλιακή, αιολική και υδροηλεκτρική ενέργεια) αναμένεται να καταλάβει πολύ μεγαλύτερο μερίδιο του τελικού ενεργειακού μείγματος στο μέλλον προκαλώντας μεγαλύτερη μεταβλητότητα. Αυτό ασκεί πίεση στη χωρητικότητα του δικτύου, απαιτώντας υψηλότερο βαθμό ολοκλήρωσης του συστήματος για να αποφευχθούν δαπανηρές επεκτάσεις των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη την Ευρώπη. Το 2020, εκτιμάται ότι η υπεράκτια αιολική ενέργεια αξίας 1,35 δισ. ευρώ περιορίστηκε σε Γερμανία λόγω ανεπαρκούς χωρητικότητας του δικτύου μεταφοράς (Schultz, 2021)(84). Επιπλέον, η ανάπτυξη επιπλέον δυναμικότητας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας επιβραδύνεται λόγω της έλλειψης χωρητικότητας του δικτύου. Δυστυχώς, οι εναέριες γραμμές μεταφοράς ενέργειας είναι δύσκολο να αναπτυχθούν λόγω περιβαλλοντικών ανησυχιών, της λαϊκή αντίδρασης και συνήθως χρειάζονται περισσότερο από μια δεκαετία για τον σχεδιασμό, την αδειοδότηση και την κατασκευή. Επιπλέον, ένα δίκτυο φυσικού αερίου είναι πολύ πιο αποδοτικό από άποψη κόστους από ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας: με την ίδια επένδυση, ένας αγωγός φυσικού αερίου μπορεί να μεταφέρει 10 με 20 φορές περισσότερη ενέργεια από ό,τι ένα καλώδιο ηλεκτρικής ενέργειας

(James, DeSantis, Huya-Kouadio, Houchins, & Saur, 2018). Επίσης, η Ευρώπη διαθέτει ένα καλά ανεπτυγμένο δίκτυο φυσικού αερίου που μπορεί να μετατραπεί για να φιλοξενήσει υδρογόνο με ελάχιστο κόστος. Πρόσφατες μελέτες που πραγματοποιήθηκαν από DNV-GL (85), KIWA (Kiwa, 2018) (86) και Gas for Climate (GasforClimate, 2020)(87) κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι η υφιστάμενη υποδομή μεταφοράς και διανομής φυσικού αερίου είναι κατάλληλη για υδρογόνο με ελάχιστες ή καθόλου τροποποιήσεις. Έτσι, αντί για τη μεταφορά μαζικής ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη την Ευρώπη, ένας πιο αποδοτικός τρόπος θα ήταν η μεταφορά καθαρού υδρογόνου και η συνύπαρξη ενός διπλού συστήματος διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και υδρογόνου.

Επιπλέον, το υδρογόνο, όπως και το φυσικό αέριο, μπορεί να αποθηκευτεί κατά τη διάρκεια των εποχών και συνεπώς να χρησιμεύσει ως διαθέσιμη πηγή ενέργειας, ένα σημαντικό πλεονέκτημα σε σχέση με την ηλεκτρική ενέργεια. Ευέλικτη κατανάλωση, όπως το Power-to-X (PtX) σε συνδυασμό με υποδομές υδρογόνου θα μείωνε το συνολικό κόστος υποδομής, αυξάνοντας έτσι τη χρήση των ανανεώσιμων παραγωγής ενέργειας. Συνεπώς είναι απαραίτητη μια ολιστική, πιο συντονισμένη προσέγγιση του σχεδιασμού των υποδομών για την ηλεκτρική ενέργεια, το φυσικό αέριο και το υδρογόνο στο μέλλον.

Το υδρογόνο μπορεί επίσης να διαδραματίσει βασικό ρόλο στην ενεργοποίηση της υπεράκτιας ανανεώσιμης ενέργειας της βάσει της στρατηγικής της ΕΕ (EU Offshore Renewable Energy Strategy). Η στρατηγική υπογραμμίζει, ειδικότερα, τον ρόλο του PtX στην παραγωγή υδρογόνου και της αμμωνίας και υπενθυμίζει το ρόλο του στην προώθηση της ολοκλήρωσης των ενεργειακών συστημάτων. PtX θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για να αντισταθμίσει εν μέρει τα όρια της μεγάλης κλίμακας ανάπτυξης υψηλής συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης (HVDC), όπως περιγράφεται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή. Οι υπεράκτιοι αγωγοί και τα εξαντλημένα κοιτάσματα πετρελαίου και φυσικού αερίου μπορούν να χρησιμοποιηθούν αφενός για τη μεταφορά ανανεώσιμου υδρογόνου που παράγεται απευθείας στην ανοικτή θάλασσα και αφετέρου για την αποθήκευση υδρογόνου. Επί του παρόντος, ευρωπαϊκές εταιρείες και δημόσιες αρχές διερευνούν την εφαρμογή και τις δυνατότητες συνδυασμού μιας υπεράκτιας ανεμογεννήτριας απευθείας με ένα ηλεκτρολύτη και τη μεταφορά ανανεώσιμου υδρογόνου στην ξηρά (S&PGlobalPlatts, 2021). Σε αυτού του είδους τα έργα, οι υποδομές για την αφαλάτωση και την επεξεργασία του νερού πρέπει να εξεταστεί ώστε να είναι δυνατή η χρήση του θαλασσινού νερού ως πρώτη ύλη για την ηλεκτρόλυση.

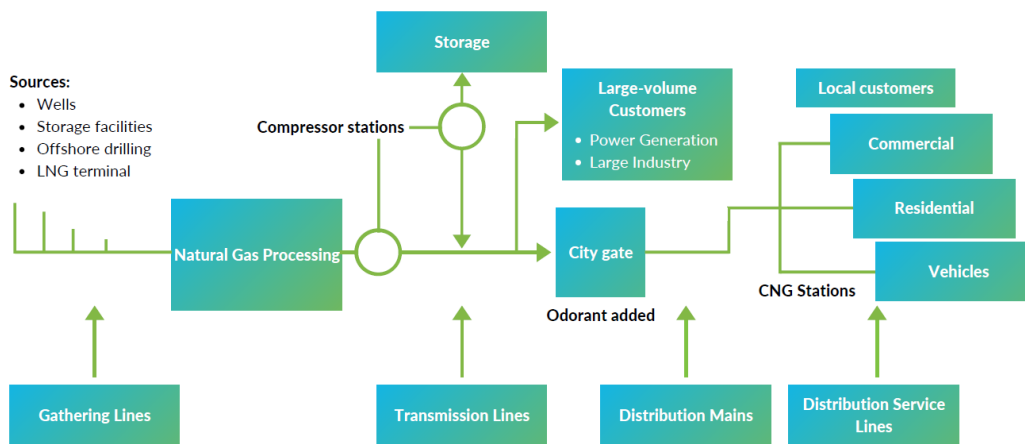
Η φύση της ευρωπαϊκής ζήτησης σε ορισμένους τομείς καθιστά αναγκαία τη μαζική μεταφορά ενέργειας. Πρώτον, δεν θα ήταν δυνατόν να κατασκευαστούν αρκετά GW, π.χ. αιολικής ενέργειας και ηλεκτρολύτες κοντά σε κάθε χαλυβουργείο στην Ευρώπη. Δεύτερον, ακόμη και αν υπήρχε χώρος διαθέσιμος σε αυτές τις περιοχές με συγκεντρωμένη ζήτηση, η παραγωγή υδρογόνου χαμηλότερου κόστους αλλού και η χρήση αγωγών προς τα κέντρα ζήτησης θα ήταν πολύ φθηνότερη.



Το ευρωπαϊκό δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου έχει μήκος περίπου 200.000 χλμ. με το δίκτυο διανομής να είναι πολλαπλάσιο αυτού. Το Σχήμα δίνει μια σχηματική εικόνα του συστήματος και των υποδομών φυσικού αερίου. Εκτός από το δίκτυο φυσικού αερίου, υπάρχουν 10.000 χιλιόμετρα αγωγών που μεταφέρουν άλλες ουσίες όπως πετρέλαιο, κηροζίνη, υδρογόνο, αιθυλένιο, άζωτο κ.λπ. Τα περισσότερα από αυτά τα συστήματα αγωγών είναι ιδιόκτητα και δεσμευμένα, π.χ. συνδέουν διυλιστήρια πετρελαίου με χημικά πάρκα. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι σε ορισμένες περιοχές της Ευρώπης, κυρίως στη βορειοδυτική, υπάρχει ήδη σήμερα ένα διπλό δίκτυο φυσικού αερίου για αέριο χαμηλότερης και υψηλότερης θερμοδικής αξίας. Το αέριο χαμηλότερης θερμοδικής αξίας (lower-calorific gas), ή L-αέριο, προέρχεται από το κοιτάσμα φυσικού αερίου Groningen στην Ολλανδία και χρησιμοποιείται στην Ολλανδία, Βέλγιο, Γαλλία και Γερμανία. Το αέριο υψηλής θερμοδικής αξίας (High gas), ή H-αέριο, προέρχεται από το Ηνωμένο Βασίλειο, τη Νορβηγία, Ρωσία, την Αλγερία και από εισαγωγές υγροποιημένου φυσικού αερίου (liquified natural gas (LNG)). Δεδομένου ότι η Ολλανδία θα σταματήσει να παράγει L-αέριο μέσα στο 2022, οι συζητήσεις σχετικά με τη μετατροπή του δικτύου φυσικού αερίου είναι ήδη σε εξέλιξη. Τα συστήματα L-αερίου και H-αερίου είναι ξεχωριστά και πολλά στοιχεία του δικτύου, μετρητές, συστήματα τελικής χρήσης κ.λπ. απαιτούν μετατροπή.

Η μετατροπή μεγάλων τμημάτων της ευρωπαϊκής υποδομής φυσικού αερίου σε υδρογόνο αποτελεί σημαντικό στοιχείο για τη μετάβαση σε μια οικονομία υδρογόνου.

Επιπλέον, για να μεγιστοποιηθεί το δυναμικό απαλλαγής του υδρογόνου από τις ανθρακούχες εκπομπές, θα πρέπει να δοθεί η δέουσα προσοχή στην ανάγκη ανάπτυξης υποδομών εναλλακτικών καυσίμων για τη χρήση υδρογόνου στις χερσαίες μεταφορές, τη ναυτιλία και τις εφαρμογές στην αεροπορία και στην ανάγκη συγχρονισμού της οικονομίας του υδρογόνου με τις εφαρμογές τελικής χρήσης. Επιπλέον, η αναθεώρηση της επικείμενης νομοθεσίας δια-ευρωπαϊκών δικτύων για την ενέργεια (TEN-E) θα πρέπει να προωθήσει και να διασφαλίσει συνέργειες με την επικείμενη νομοθετική αναθεώρηση των διευρωπαϊκών δικτύων για τα μεταφορών (TEN-T).



Εικόνα 18: Σχηματική απεικόνιση της υφιστάμενης υποδομής φυσικού αερίου

Βάσει της πρότασης της μελέτης “Hydrogen Act” ένας οδικός χάρτης σταδιακής μετάβασης των υποδομών φυσικού αερίου έως το 2050 θα μπορούσε να έχει την εξής δομή:

- Ταχεία προώθηση των αρχικών έργων που επιτυγχάνουν τον ευρωπαϊκό στόχο του 1 εκατομμυρίου τόνων έως το 2025.
- Δημιουργία κοιλάδων υδρογόνου με περιφερειακές και τοπικές υποδομές υδρογόνου (2021-2035)
- Δημιουργία πανευρωπαϊκής υποδομής υδρογόνου (2021-2035)
- Ανάμειξη υδρογόνου με φυσικό αέριο (2021-2035)
- Μετατροπή μεγάλων τμημάτων της υποδομής φυσικού αερίου σε υδρογόνο (2035-2050)

### 9.3.2 Δημιουργία κοιλάδων υδρογόνου με περιφερειακές και τοπικές υποδομές (2021-2035)

Η "κοιλάδα υδρογόνου" είναι μια γεωγραφική περιοχή όπου διάφορες εφαρμογές υδρογόνου συνδυάζονται σε ένα ολοκληρωμένο οικοσύστημα που καλύπτει ολόκληρη την αλυσίδα αξιών: παραγωγή, αποθήκευση, διανομή και τελική χρήση. Η έννοια των κοιλάδων υδρογόνου έχει οδηγήσει σε πολλές πρωτοβουλίες σε όλη την Ευρώπη, που είναι από τα πρώτα ευρωπαϊκά έργα υδρογόνου. Η τοπική υποδομή φυσικού αερίου (αγωγοί μεταφοράς και διανομής μέσης πίεσης) μπορεί να μετατραπεί σε υποδομή υδρογόνου.

Η ζήτηση υδρογόνου στη βιομηχανία (π.χ. αρτοποιεία, πλυντήρια, χαρτοβιομηχανία, βιομηχανία τροφίμων, γυαλί και κεραμικά κ.λπ.), η κινητικότητα και η θέρμανση κτιρίων συνδέεται με την τοπική υποδομή υδρογόνου. Η εξισορρόπηση της προσφοράς και της ζήτησης υδρογόνου επιτυγχάνεται μέσω της τοπικής αποθήκευσης ή της εισαγωγής/εξαγωγής υδρογόνου με φορτηγά, τρένα ή πλοία. Τελικά, αυτές οι κοιλάδες υδρογόνου θα συνδεθούν με έναν κορμό υδρογόνου, ο οποίος θα επιτρέπει την πιο οικονομικά αποδοτική εξισορρόπηση της τοπικής παραγωγής και ζήτησης με την ενσωμάτωση εγκαταστάσεων αποθήκευσης σε σπηλιές αλατιού. Επίσης, η εισαγωγή φθηνού ανανεώσιμου υδρογόνου θα μπορούσε να μειώσει το ενεργειακό κόστος στη συγκεκριμένη κοιλάδα υδρογόνου.

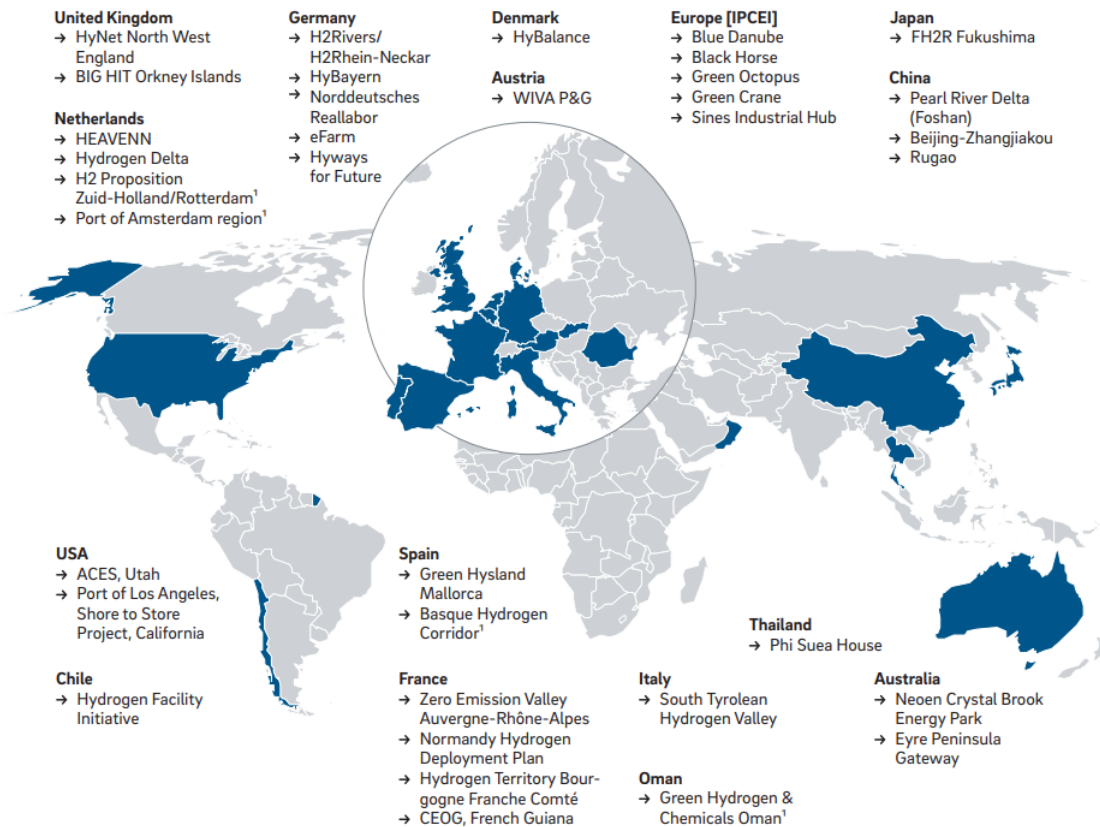
Σε συνέργεια με τη στρατηγική της ΕΕ για τις υπεράκτιες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και την επακόλουθη ανάπτυξη υπεράκτιων κόμβων υδρογόνου, τα ευρωπαϊκά λιμάνια αποτελούν επίσης προνομιακές τοποθεσίες για την ανάπτυξη κοιλάδων υδρογόνου, δεδομένης της θέσης τους και των δυνατοτήτων τους να παρέχουν οικονομίες κλίμακας. Εκτός από τις υποδομές που σχετίζονται με τους λιμένες και τον σχετικό ναυτιλιακό τομέα, οι λιμένες είναι συχνά στενά συνδεδεμένοι με τομείς που είναι δύσκολο να μειωθούν, όπως τα διυλιστήρια ή/και τα χημικά εργοστάσια. Σε αυτές τις τοποθεσίες, το υδρογόνο και τα παράγωγα υδρογόνου μπορούν να παραλαμβάνονται από υπεράκτιους αγωγούς, να παράγονται ή να εισάγονται, να μετατρέπονται, να αποθηκεύονται και να διανέμονται για χρήση σε διάφορες εφαρμογές.

Τα καύσιμα με βάση το υδρογόνο (e-fuels), όπως η αμμωνία ή η μεθανόλη, είναι πολλά υποσχόμενα για τον τομέα της ναυτιλίας, δεδομένου ότι μπορούν να καούν σε μηχανές εσωτερικής καύσης. Η δυνατότητα χρήσης καυσίμων με βάση το υδρογόνο σε υπάρχοντα πλοία πρέπει να διερευνηθεί περαιτέρω. Η εστίαση στα μικρά πλοία μηδενικών εκπομπών θα οδηγήσει στις ειδικές αλυσίδες εφοδιασμού υδρογόνου για μεγαλύτερα πλοία, λαμβάνοντας υπόψη ότι οι μεγαλύτεροι εκπομποί, δηλαδή τα πλοία βαθέων υδάτων, είναι πολύ πιθανό να χρησιμοποιούν καύσιμα με βάση το υδρογόνο για την κύρια ισχύ των μηχανών τους, γεγονός που θα απαιτήσει διαφορετικές αλυσίδες εφοδιασμού και παραγωγή ηλεκτρονικών καυσίμων σε μαζική κλίμακα.

Αρκετοί ευρωπαίοι κατασκευαστές ναυτικών κινητήρων έχουν αρχίσει να αναπτύσσουν κινητήρες διπλού καυσίμου που μπορούν να λειτουργούν με αμμωνία.

Αυτές οι κοιλάδες υδρογόνου πρόκειται να γίνουν βασικοί κόμβοι της αναδυόμενης οικονομίας του υδρογόνου, επιτρέποντας επίσης την είσοδο φτηνά παραγόμενου καθαρού υδρογόνου στην ευρωπαϊκή εσωτερική αγορά ενέργειας.

Αν και η ιδέα της κοιλάδας υδρογόνου αναμφίβολα "παγκοσμιοποιείται", προς το παρόν παραμένει "Ευρωκεντρική" από πολλές απόψεις. Παρακάτω βλέπουμε ότι από τις 32 Κοιλάδες Υδρογόνου που αποτυπώνονται, το 65% είναι ευρωπαϊκές, το 13% βρίσκεται στην Αμερική και το 22% είναι Κοιλάδες Υδρογόνου στην περιοχή Ασίας-Πακιστάν



Source: FCH 2 JU, Inycom, Roland Berger

<sup>1</sup>) Projects that recently joined the platform; not included in the aggregate data analyses presented in this report

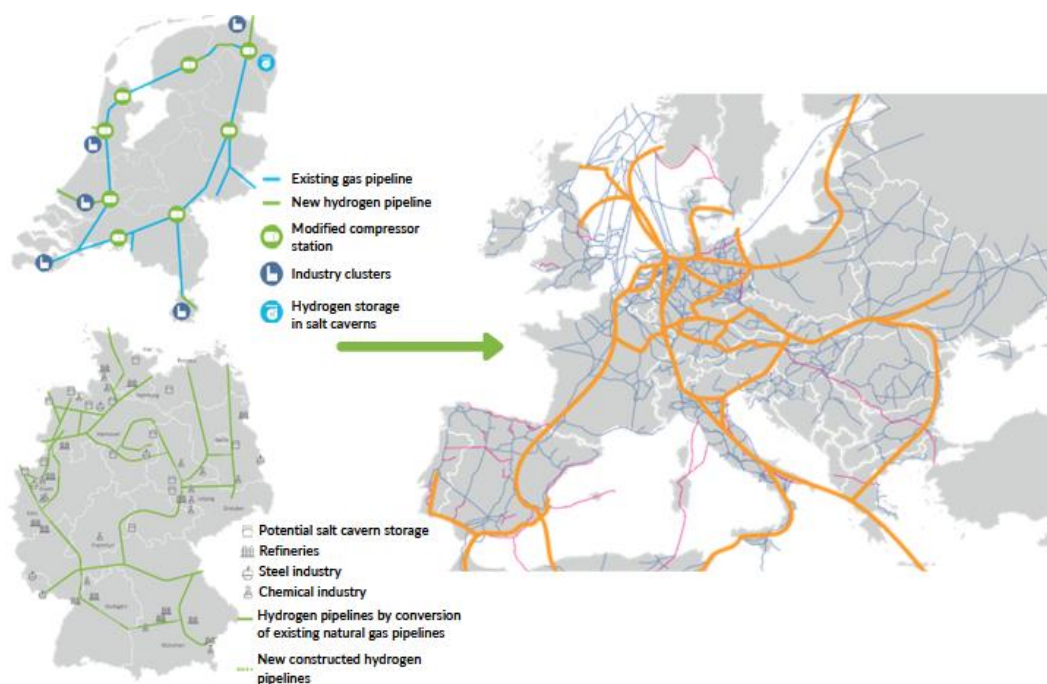
Εικόνα 19: Κοιλιάδες υδρογόνου όπως αυτές αποτυπώνονται στην πλατφόρμα Mission Innovation Hydrogen Valley

### 9.3.3 Δημιουργία μιας πανευρωπαϊκής κεντρικής υποδομής υδρογόνου (2021-2035)

Πρόκειται για την κατασκευή εθνικών κορμών υδρογόνου, που συνδέουν μεγάλης κλίμακας, χαμηλών εκπομπών άνθρακα και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, εγκαταστάσεις παραγωγής υδρογόνου και εγκαταστάσεις αποθήκευσης σπηλαίων άλατος με μεγάλης κλίμακας βιομηχανικής ζήτησης υδρογόνου στους τομείς της χημικής, της πετροχημικής βιομηχανίας και του χάλυβα. Εν συνεχεία θα γίνει σύνδεση αυτών των εθνικών κορμών υδρογόνου σε πανευρωπαϊκό επίπεδο και με την παραγωγή υδρογόνου σε γειτονικές χώρες.

Το υδρογόνο ως πρώτη ύλη στη χημική, πετροχημική και χαλυβουργική βιομηχανία και για την κινητικότητα απαιτείται να είναι καθαρό. Για το λόγο αυτό, πρέπει να αναπτυχθούν υποδομές για καθαρό υδρογόνο. Οι λεγόμενες ραχοκοκαλίες υδρογόνου συνδέουν περιοχές παραγωγής καθαρού υδρογόνου χαμηλού κόστους με κέντρα αποθήκευσης και ζήτησης μεγάλης κλίμακας αλλού. Αυτές οι κεντρικές γραμμές θα πρέπει να διατεθούν το συντομότερο δυνατό και η ανάπτυξή τους να τεθεί σε προτεραιότητα, έτσι ώστε έως το 2035 να υπάρχει ένα πανευρωπαϊκό σύστημα κεντρικών γραμμών υδρογόνου με συνδέσεις με γειτονικές χώρες. Οι εν

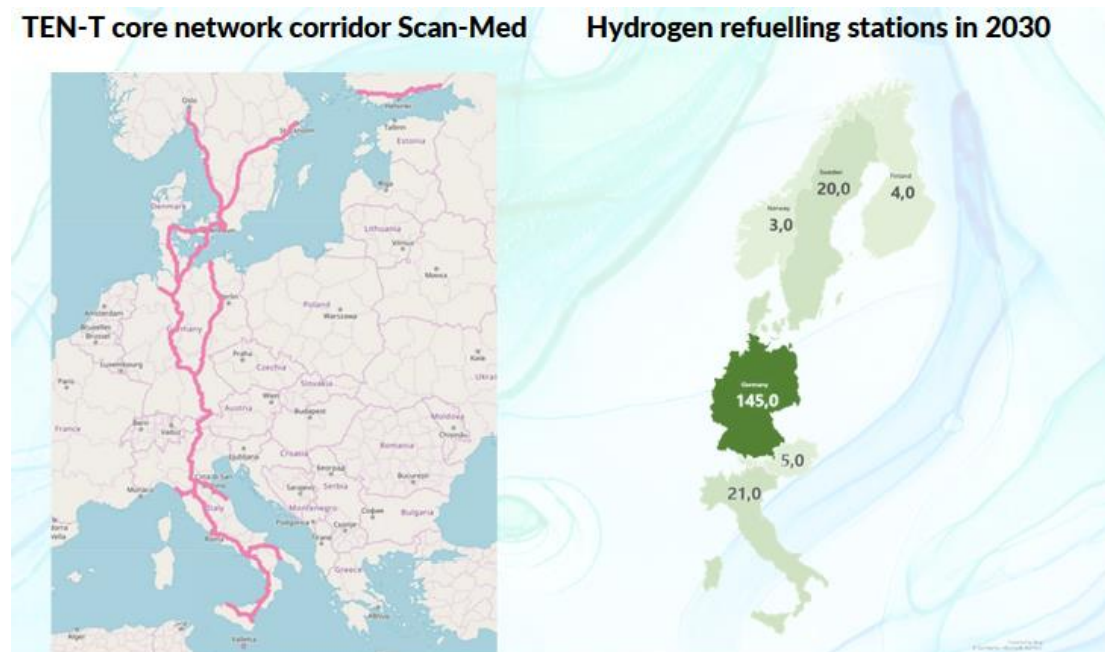
λόγω κορμοί μπορούν να είναι νέοι αγωγοί ή μετατρεπόμενοι αγωγοί φυσικού αερίου. Η ευρωπαϊκή υποδομή φυσικού αερίου μπορεί, με λίγες εξαιρέσεις, να χρησιμοποιηθεί για τη μεταφορά 100% υδρογόνου. Οι αγωγοί μεταφοράς φυσικού αερίου μπορούν να φιλοξενήσουν καθαρό υδρογόνο, αλλά οι συμπιεστές και οι μετρητές ροής πρέπει να προσαρμοστούν ή να αντικατασταθούν. Τα αλατούχα σπήλαια μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την αποθήκευση υδρογόνου και με την Ευρώπη διαθέτει σημαντικές δυνατότητες για αυτό το σκοπό. Οι περισσότεροι αγωγοί διανομής φυσικού αερίου, συνήθως κατασκευασμένοι από χλωριούχο πολυβινύλιο (PVC) ή πολυαιθυλένιο (PE), μπορούν επίσης να φιλοξενήσουν 100% υδρογόνο. Η Γερμανία και η Ολλανδία έχουν ήδη σχεδιάσει να μετατρέψουν μέρος του συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου σε αποκλειστικό κορμό υδρογόνου- βλ. εικόνα 20 στη αριστερή πλευρά. Αρκετές άλλες ευρωπαϊκές χώρες έχουν αναπτύξει χάρτες πορείας για μια υποδομή υδρογόνου, η οποία θα μπορούσε τελικά να ενσωματωθεί σε μια πανευρωπαϊκή υποδομή υδρογόνου που θα συνδέεται επίσης με γειτονικές χώρες, όπως φαίνεται στην έκθεση "Green Hydrogen for a European Green Deal, A 2x40 GW Initiative", βλέπε σχήμα 20 στην δεξιά πλευρά (van Wijk & Chatzimarkakis, 2020).



Εικόνα 20: Εθνικές υποδομές κορμού υδρογόνου που εξελίσσονται σε πανευρωπαϊκή υποδομή υδρογόνου

Όσον αφορά την καλύτερη ενσωμάτωση των δικτύων TEN-E και TEN-T, οι συνέργειες μεταξύ των δικτύων ενέργειας και μεταφορών μπορούν να διευκολύνουν τη ροή του υδρογόνου από το σημείο παραγωγής του σε βασικά τμήματα του ευρωπαϊκού δικτύου μεταφορών και εφοδιαστικής, επιτρέποντας την ταχεία απεξάρτηση από τον άνθρακα στον τομέα των μεταφορών. Για παράδειγμα, το 2030, εάν το 50% του συνόλου των μεταφορών βαρέως τύπου που πραγματοποιούνται ετησίως κατά

μήκος του διαδρόμου Scan-Med TEN-T (εικόνα 21, αριστερά ) τροφοδοτείται με υδρογόνο, αυτό θα σήμαινε: περίπου 40.000-50.000 βαρέα οχήματα H<sub>2</sub>, 218 σταθμούς ανεφοδιασμού H<sub>2</sub>(εικόνα 21, δεξιά), 328.000 εκατομμύρια τόνους ανανεώσιμου H<sub>2</sub> που απαιτούνται ετησίως και 4,6 εκατομμύρια τόνους εκπομπών CO<sub>2</sub> που εξοικονομούνται ετησίως.



Εικόνα 21: Αριστερά- Κεντρικός διάδρομος μεταφορών TEN-T , Δεξιά- Σταθμοί ανεφοδιασμού κατά μήκος του διαδρόμου

#### 9.3.4 Ανάμειξη υδρογόνου με φυσικό αέριο (2021-2035)

Όταν δεν υπάρχει διαθέσιμη ή προβλεπόμενη υποδομή υδρογόνου για μια περίοδο πέντε ετών, είναι δυνατή η ανάμειξη στους περιφερειακούς αγωγούς φυσικού αερίου μέσης/υψηλής πίεσης, εφόσον πληρούνται ορισμένες απαιτήσεις. Η ανάμειξη επιτρέπει την εκκίνηση της παραγωγής υδρογόνου χωρίς την ανάγκη ειδικών πελατών ή υποδομών υδρογόνου. Αναμένεται ότι μετά το 2035 δεν θα απαιτούνται πλέον νέα έργα ανάμειξης.

Το υδρογόνο μπορεί να αναμιχθεί με το φυσικό αέριο, προσφέροντας ένα εύκολο σημείο εισόδου στην οικονομία του υδρογόνου, επιτρέποντας την ταχεία ανάπτυξη ηλεκτρολυτών για την εκκίνηση της βιομηχανίας και τη διασφάλιση μιας ηγετικής θέσης στην Ευρώπη. Παρόλο που το ενεργειακό περιεχόμενο του υδρογόνου ανά m<sup>3</sup> είναι περίπου τρεις φορές χαμηλότερο από αυτό του φυσικού αερίου και οι φυσικοχημικές ιδιότητες διαφέρουν, η ανάμειξη ενός μικρού ποσοστού υδρογόνου με το φυσικό αέριο είναι δυνατή χωρίς μεγάλες επενδύσεις ή χωρίς να διακυβεύονται οι προδιαγραφές του φυσικού αερίου και ο εξοπλισμός των μεταγενέστερων χρηστών. Η ανάμειξη υδρογόνου μπορεί να αποτελέσει μια οικονομικά αποδοτική μεταβατική επιλογή στις περιοχές εκείνες που δεν διαθέτουν παράλληλα ή διπλά δίκτυα ή δεν έχουν (ενδεχομένως) διαθέσιμη χωρητικότητα υποδομής φυσικού



αερίου, η οποία μπορεί εύκολα να μετατραπεί/μετατραπεί σε υδρογόνο βραχυπρόθεσμα.

Η μεθανοποίηση του ανανεώσιμου υδρογόνου είναι επίσης μια επιλογή. Τέτοια έργα συνδυάζουν ανανεώσιμο υδρογόνο με CO ή CO<sub>2</sub> από βιομάζα ή από ορυκτά καυσαέρια για την παραγωγή συνθετικού μεθανίου, το οποίο είναι πλήρως συμβατό με το φυσικό αέριο. Τέτοια έργα μπορούν να υλοποιηθούν στο σημερινό σύστημα γρήγορα και χωρίς σημαντικές επενδύσεις.

Ωστόσο, λαμβάνοντας υπόψη την επικείμενη μετατροπή του συστήματος φυσικού αερίου σε υδρογόνο στο ορατό μέλλον, οι δυνητικοί κατασκευαστές ενδέχεται να διακινδυνεύσουν να επενδύσουν σε μελλοντικά αδρανή περιουσιακά στοιχεία.

Σύμφωνα με μελέτη των διαχειριστών του γαλλικού συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου (GRTGaz, 2019), οι προδιαγραφές φυσικού αερίου των φορέων, των μονάδων αποθήκευσης και των διανομέων επιτρέπουν επί του παρόντος μέγιστο επίπεδο υδρογόνου 6% κατ' όγκο στη Γαλλία. Το ποσοστό αυτό μπορεί να επιτευχθεί στις περισσότερες υποζώνες του δικτύου βραχυπρόθεσμα, εκτός από ορισμένες εγκαταστάσεις τελικής χρήσης ή ορισμένες ευαίσθητες εγκαταστάσεις πελατών (π.χ. σταθμοί συμπιεσμένου φυσικού αερίου (CNG), όπου οι δεξαμενές είναι επί του παρόντος πιστοποιημένες για υδρογόνο μέγιστου 2%, ή εγκαταστάσεις παραγωγής γυαλιού). Η μελέτη κατέληξε περαιτέρω στο συμπέρασμα ότι στο μέλλον, με περισσότερη γνώση και πρακτική εμπειρία, και αφού το δίκτυο και ο εξοπλισμός έχουν προσαρμοστεί για υδρογόνο, το ποσοστό ανάμειξης υδρογόνου μπορεί να φτάσει στο 10%, και τελικά να αυξηθεί στο 20%. Το όριο του 20% φαίνεται να είναι το ανώτερο όριο, πάνω από το οποίο απαιτούνται σημαντικές επενδύσεις, ιδίως για μεταγενέστερες χρήσεις.

Εκτός από τη Γαλλία, δοκιμές και μελέτες για την έγχυση υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου τόσο σε επίπεδο μεταφοράς όσο και σε επίπεδο διανομής βρίσκονται σε εξέλιξη σε διάφορες ευρωπαϊκές χώρες, ιδίως στη Γερμανία (DVGW, 2020), την Ιταλία και το Ηνωμένο Βασίλειο.

Δυναμικές προσομοιώσεις έγχυσης υδρογόνου από ηλιακή ηλεκτρική ενέργεια σε δίκτυο διανομής φυσικού αερίου στην Ιταλία δείχνουν ότι, ακόμη και με πολύ χαμηλά μέσα ετήσια ποσοστά ανάμειξης, το ποσοστό υδρογόνου ποικίλλει ευρέως και μπορεί να φτάσει έως και το 100% κατάντη του σημείου έγχυσης (Cavani, Απρίλιος 2020). Μπορούμε να συμπεράνουμε ότι η ανάμειξη υδρογόνου στα δίκτυα φυσικού αερίου έχει ορισμένα πλεονεκτήματα αλλά και περιορισμούς. Είναι σκόπιμο να καθοριστεί το σωστό ποσοστό ανάμειξης και να γίνεται έγχυση μόνο σε προσεκτικά επιλεγμένα σημεία στους αγωγούς μεταφοράς φυσικού αερίου υψηλής ή μέσης πίεσης ή να γίνεται έγχυση σε αποθήκες υδρογόνου σε αλατοσπηλιές και να μετράται στο δίκτυο φυσικού αερίου στο απαιτούμενο ποσοστό όταν χρειάζεται.

### 9.3.5 Ολοκλήρωση των υποδομών υδρογόνου (2035-2050)

Μεταξύ 2035 και 2050, μεγάλα τμήματα της υποδομής φυσικού αερίου πρέπει να μετατραπούν σε υδρογόνο, βάσει ενός 10ετούς ευρωπαϊκού χάρτη πορείας μετατροπής των υποδομών φυσικού αερίου.

Τα ορυκτά καύσιμα, συμπεριλαμβανομένου του φυσικού αερίου, πρέπει να καταργηθούν σε μεγάλο βαθμό για να επιτευχθεί ένα καθαρό ενεργειακό σύστημα μηδενικών εκπομπών έως το 2050. Μαζί με την ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια, το υδρογόνο και άλλα ανανεώσιμα/χαμηλών εκπομπών άνθρακα αέρια θα έχουν αντικαταστήσει ουσιαστικά τη ζήτηση φυσικού αερίου, πετρελαίου και άνθρακα μέχρι τότε. Η Ευρώπη θα διαθέτει ένα ολοκληρωμένο σύστημα υδρογόνου, το οποίο θα καλύπτει ολόκληρη την ήπειρο και θα συνδέεται με γειτονικές περιοχές. Οι κοιλάδες υδρογόνου, με τη σειρά τους, θα συνδεθούν με αυτές τις κεντρικές γραμμές.

Μεσοπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα, η επιτόπια μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές σε υδρογόνο (δηλ. η υπεράκτια παραγωγή υδρογόνου απευθείας από την υπεράκτια μονάδα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας) και η ναυτιλία ή η επιτόπια τροφοδοσία με καύσιμα θα αποκτούν όλο και μεγαλύτερη σημασία τόσο για χρήση στη βιομηχανία, όσο και για τη ναυτιλία και τις βαριές μεταφορές. Από το 2035 έως το 2050, οι εναπομένουσες υποδομές φυσικού αερίου, οι αγωγοί μεταφοράς, η αποθήκευση σε σπηλιές αλατιού και οι αγωγοί διανομής πρέπει να μετατραπούν σε υδρογόνο. Αυτό συνεπάγεται επίσης ότι οι συσκευές και ο εξοπλισμός τελικής χρήσης πρέπει να μετατραπούν ή να προσαρμοστούν στο υδρογόνο. Ειδικά η τεχνολογία κυψελών καυσίμου θα καταστεί σημαντική για εφαρμογές εξισορρόπησης της ηλεκτρικής ενέργειας και θέρμανσης, π.χ. συνδυάζοντας κυψέλες καυσίμου με την τεχνολογία αντλιών θερμότητας.

#### 9.3.6 Κανονισμός για τις υποδομές υδρογόνου

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή δημοσίευσε πρόσφατα μια πρόταση για την αναθεώρηση του κανονισμού για τις διευρωπαϊκές ενεργειακές υποδομές, προκειμένου να εναρμονιστεί περισσότερο με την Πράσινη Συμφωνία της ΕΕ και τη νομοθεσία της ΕΕ για το κλίμα. Η αναθεωρημένη πρόταση υπογραμμίζει τη στήριξη νέων και επαναχρησιμοποιούμενων αποκλειστικών δικτύων υδρογόνου και ηλεκτρολυτών άνω των 100MW στο πλαίσιο αντίστοιχων κατηγοριών για το "υδρογόνο" και τους "ηλεκτρολύτες". Επιπλέον, η διοχέτευση ανανεώσιμων και χαμηλών εκπομπών άνθρακα στο δίκτυο φυσικού αερίου καλύπτεται από τη νέα κατηγορία "έξυπνο δίκτυο φυσικού αερίου".

Από την άποψη του σχεδιασμού του δικτύου, η πρόταση για τα TEN-E προτείνει να ενσωματωθεί ο σχεδιασμός για τα έργα υδρογόνου στον δεκαετή προγραμματισμό ανάπτυξης του δικτύου (Ten-Year Network Development Planning (TYNDP)) των ευρωπαϊκών διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας (ENTSO-G και ENTSO-E), υπό την αυστηρότερη εποπτεία της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και του Οργανισμού Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας



(ACER). Οι επενδύσεις στην επαναχρησιμοποίηση των υποδομών φυσικού αερίου πρέπει να συμβαδίζουν με μια ισχυρή ανάλυση κόστους-οφέλους και να διασφαλίζεται ότι οι εξελίξεις είναι σύμφωνες με τα προβλεπόμενα πρότυπα ζήτησης. Από την άποψη αυτή, και για να συμπληρωθεί η διαδικασία TYNDP, η ΕΕ θα μπορούσε να δώσει εντολή στα κράτη μέλη να προετοιμάζουν προοπτικές υδρογόνου κάθε δύο χρόνια, οι οποίες θα περιλαμβάνουν τις τάσεις της ζήτησης και της παραγωγής. Τα σχέδια αυτά θα μπορούσαν να εκπονηθούν με προοπτική το 2030, το 2040 και το 2050 και σύμφωνα με ένα νέο σύνολο κατευθυντήριων γραμμών της ΕΕ. Τα TYNDPs θα ενσωμάτωναν αυτές τις εθνικές προοπτικές υδρογόνου προκειμένου να βοηθήσουν στον προσδιορισμό των ελάχιστων απαιτήσεων δυναμικότητας για διασυνοριακές υποδομές φυσικού αερίου μεταξύ των κρατών μελών και τρίτων χωρών.

Η πρόταση των TEN-E και ο ρόλος του υδρογόνου σε αυτά αποτελούν σταθερή ένδειξη της πρόθεσης της Ευρωπαϊκής Επιτροπής να ακολουθήσει τη στρατηγική για το υδρογόνο και να αναπτύξει μια οικονομία υδρογόνου που πρέπει να αξιοποιήσει την ύπαρξη της εκτεταμένης και στρατηγικής υποδομής αγωγών της Ευρώπης. Σήμερα, η χρήση του υδρογόνου είναι σε μεγάλο βαθμό δέσμια και ιδιωτική, με την υποδομή υδρογόνου να μην έχει ρυθμιστεί. Ωστόσο, με την εμφάνιση μιας καθαρής αγοράς υδρογόνου, ένα διακριτό νομικό πλαίσιο σε επίπεδο ΕΕ για τη ρύθμιση των δικτύων υδρογόνου θα καταστεί αναγκαίο, μόλις το υδρογόνο θεωρηθεί ένα ευρέως διακινούμενο αγαθό, προκειμένου να αποφευχθεί η μονοπωλιακή συμπεριφορά. Για τον προσδιορισμό της συγκεκριμένης κατάστασης της αγοράς σε κάθε περίπτωση απαιτείται έλεγχος της αγοράς. Η ανάπτυξη της αγοράς υδρογόνου δεν θα είναι πανομοιότυπη με την ανάπτυξη της αγοράς φυσικού αερίου.

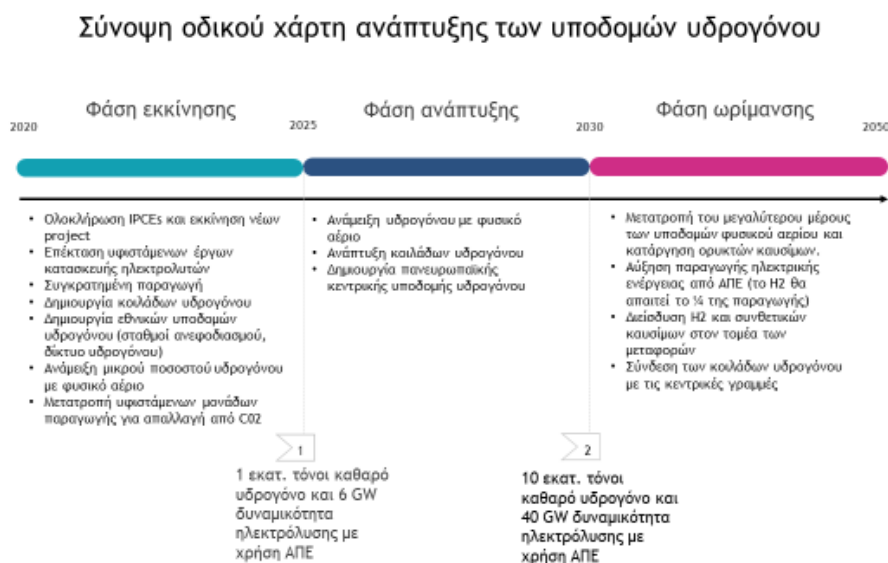
Ωστόσο, το πλαίσιο της αγοράς υδρογόνου θα πρέπει να σέβεται τις ίδιες αρχές του διαχωρισμού, της πρόσβασης τρίτων και της διαφάνειας για τους καταναλωτές. Όσον αφορά την ανάμειξη υδρογόνου, οι κανόνες για την έγχυση υδρογόνου μπορούν να συμπεριληφθούν στην επικείμενη αναθεώρηση της δέσμης μέτρων για το φυσικό αέριο.

Στο πλαίσιο των συνεχιζόμενων συζητήσεων για το θέμα αυτό, η Hydrogen Europe χαιρετίζει τα πρόσφατα White Papers που παρουσίασε ο ACER και δημοσιεύθηκαν τον Φεβρουάριο του 2021 (88) (89).

### 9.3.7 Σύνοψη του οδικού χάρτη μετάβασης σε υδρογόνο του τομέα των υποδομών (2020 - 2050)

Παρακάτω παρατίθεται ένα συνοπτικό διάγραμμα των φάσεων που περιεγράφηκαν στις προηγούμενες παραγράφους σχετικά με τον τρόπο μετάβασης των υφιστάμενων υποδομών για την ανάπτυξη του υδρογόνου.

Διάγραμμα 1: Συνοπτική παρουσίαση του οδικού χάρτη ανάπτυξης των υποδομών υδρογόνου



#### 9.4 Οδικός χάρτης ανάπτυξης της αγοράς υδρογόνου

Επί του παρόντος, η Ευρώπη διαθέτει μια αγορά φυσικού αερίου με ειδικά θεσμικά όργανα, κανονισμούς, υποδομές ανοικτής πρόσβασης, πλατφόρμες συναλλαγών, πολλαπλούς προμηθευτές και παραλήπτες. Μια ανοικτή και διαφανής αγορά είναι απαραίτητη για την επίτευξη του χαμηλότερου κόστους μέσω της δυναμικής σύζευξης μεταξύ προσφοράς και ζήτησης. Με την πάροδο του χρόνου, θα δημιουργηθούν ηπειρωτικές και διηπειρωτικές αγορές υδρογόνου και παραγώγων υδρογόνου, οι οποίες αναμένεται να αντικαταστήσουν το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο που αποτελούν τα κύρια ενεργειακά αγαθά παγκόσμιας εμπορίας.

Ως παγκόσμιος πρωτοπόρος στον τομέα του υδρογόνου, η ΕΕ μπορεί να πρωτοστατήσει στο σχεδιασμό και την ανάπτυξη μιας κοινής αγοράς υδρογόνου, ενσωματώνοντας πρότυπα και κανονισμούς, κανόνες για την πρόσβαση στις υποδομές, πλατφόρμες εμπορίας για το ενεργειακό περιεχόμενο του υδρογόνου και άλλες ιδιότητες όπως η ένταση του CO<sub>2</sub>, μηχανισμό καθορισμού των τιμών, υπηρεσίες συστήματος και άλλα στοιχεία. Η Ευρώπη έχει τη δυνατότητα να γίνει η γενέτειρα μιας παγκόσμιας οικονομίας υδρογόνου, όπου το υδρογόνο θα διακινείται διασυνοριακά και θαλασσίως μέσω αγωγών και πλοίων.

Καθώς η ΕΕ προσπαθεί να προωθήσει αυτή την αγορά και να ενισχύσει τη βιομηχανική της ηγετική θέση στον τομέα αυτό, θα προκύψουν νέες αλυσίδες αξιών μαζί με νέες ευκαιρίες για την ευρωπαϊκή βιομηχανία. Οι τεχνολογίες υδρογόνου που κατασκευάζονται στην Ευρώπη θα εξάγονται σε εμπορικούς εταίρους της ΕΕ, ανοίγοντας νέες εμπορικές ευκαιρίες για τις ευρωπαϊκές επιχειρήσεις, ενώ παράλληλα θα διευκολύνουν τους εταίρους της ΕΕ να επιτύχουν τους δικούς τους κλιματικούς στόχους και, γενικότερα, την παγκόσμια συμφωνία για το κλίμα που επιτεύχθηκε στο Παρίσι κατά την COP21. Με αυτόν τον τρόπο, η Ευρώπη θα αναδειχθεί η γενέτειρα μιας παγκόσμιας οικονομίας υδρογόνου, όχι μόνο λόγω της

τεχνολογικής της ηγεσίας αλλά και από άποψη κανονισμών. Άλλες ήπειροι θα προσβλέπουν στον κανονισμό της ΕΕ ως πρότυπο για τις δικές τους εξελίξεις στην αγορά και τις υποδομές. Σε τελική ανάλυση, η ΕΕ θα πρέπει να επιδιώξει τη δημιουργία ισότιμων όρων ανταγωνισμού και την προώθηση μιας παγκόσμιας αγοράς υδρογόνου έως το 2050, η οποία θα εκφράζεται στο νόμισμα του ευρώ.

Το ερώτημα είναι, πώς θα μπορούσε να σχεδιαστεί και να εφαρμοστεί μια τέτοια αγορά υδρογόνου στην Ευρωπαϊκή Ένωση από την τρέχουσα κατάσταση, όπου δεν υπάρχει πραγματική αγορά, δεν υπάρχουν υποδομές και μόνο δέσμοι προμηθευτές και παραλήπτες; Πρέπει να αρχίσουμε να θέτουμε τα θεμέλια του σχεδιασμού μιας αγοράς υδρογόνου στην Ευρώπη. Ως ενεργειακός φορέας που μπορεί να μεταφέρει ανανεώσιμη ενέργεια παγκοσμίως, το υδρογόνο πρόκειται να διαδραματίσει συστημικό ρόλο στη μετάβαση προς τις ανανεώσιμες πηγές, παρέχοντας έναν μηχανισμό ευέλικτης μεταφοράς ενέργειας μεταξύ τομέων, χρόνου και τόπου. Ο σχεδιασμός μιας αγοράς υδρογόνου μπορεί, ως σημείο εκκίνησης, να λάβει τα καλύτερα χαρακτηριστικά τόσο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας όσο και της αγοράς φυσικού αερίου. Μακροπρόθεσμα, η σημερινή αγορά φυσικού αερίου μπορεί να εξελιχθεί σε αγορά υδρογόνου. Η υποδομή υπάρχει, και ένα μεγάλο μέρος των περιπτώσεων χρήσης υδρογόνου θα αντικαταστήσει το φυσικό αέριο, εκτός από τον άνθρακα και τα προϊόντα πετρελαίου. Αυτή η μετάβαση θα χρησιμοποιήσει πολιτικές που έχουν αποδειχθεί αποτελεσματικές σε προηγούμενες ενεργειακές μεταβάσεις, ιδίως μέχρι το υδρογόνο να γίνει ανταγωνιστικό.

Μετά την αρχική φάση εκκίνησης από το 2021 έως το 2024, χρήζει ιδιαίτερης προσοχής η ανάπτυξη ενός συστήματος για τη βαθμονόμηση των όγκων και της τιμολόγησης κατά τη διάρκεια της φάσης ανάπτυξης από το 2025 έως το 2035.

Προτείνονται διάφορες επιλογές, μεταξύ άλλων ένα σύστημα προμηθειών με στοιχεία ελέγχου της τιμολόγησης και του όγκου μέσω καθορισμένων τιμολογίων και δημοπρασιών, καθώς και ένα σύστημα δημιουργίας ζήτησης μέσω ποσοστώσεων και κινήτρων, επιτρέποντας την εξισορρόπηση της αγοράς. Μετά το 2035, το υδρογόνο αναμένεται να είναι ανταγωνιστικό σε διάφορους αν όχι στους περισσότερους τομείς και η αγορά υδρογόνου είναι αρκετά ώριμη ώστε να λειτουργεί με βάση τις βασικές αρχές της προσφοράς και της ζήτησης.

#### 9.4.1 Εκκίνηση της προσφοράς και της ζήτησης υδρογόνου (2021-2025)

Η φάση εκκίνησης είναι η περίοδος κατά την οποία θα ξεκινήσει η τεκτονική αλλαγή προς το καθαρό υδρογόνο και μια πιο κυκλική προσέγγιση όσον αφορά τις μη ορυκτές πρώτες ύλες.

Η Ευρωπαϊκή Συμμαχία για το Καθαρό Υδρογόνο θα μπορούσε να δημιουργήσει το κατάλληλο πλαίσιο για ολοκληρωμένα έργα μεγάλης κλίμακας που θα εξυπηρετούσαν δύο πτυχές: αφενός, τα έργα θα μπορούσαν να είναι τα πρώτα στο είδος τους με σκοπό να επαναληφθούν και αλλού- αφετέρου, θα μπορούσαν να αποκαλύψουν τα ρυθμιστικά εμπόδια και τα σημεία συμφόρησης για τη δυνατότητα

χρηματοδότησης και την εισαγωγή στην αγορά έργων αυτού του είδους. Τα έργα αυτά θα υποστηρίζονται από μια ειδική σφραγίδα ποιότητας. Επιπλέον, τα παρουσιαζόμενα έργα θα μπορούσαν να αποτελέσουν τη βάση για την αναβάθμιση της παραγωγής υδρογόνου με στόχο το 1 εκατομμύριο τόνους ανανεώσιμα παραγόμενου υδρογόνου και 6 GW δυναμικότητας ηλεκτρολυτών μέχρι το 2024.

Η υφιστάμενη νομοθεσία ενδέχεται να χρειαστεί να προσαρμοστεί ή να άρει μέρος των κανονιστικών εμποδίων. Ένα σημαντικό παράδειγμα είναι η αναθεώρηση της οδηγίας για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (RED II), η οποία, στην τρέχουσα μορφή της, περιορίζει σε πολύ μεγάλο βαθμό τη χρήση ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή υδρογόνου. Οι προτάσεις που εστιάζουν σε ένα σενάριο αποκλειστικά ηλεκτρικού ρεύματος πρέπει να επαναπροσεγγιστούν, ώστε να δημιουργηθούν ίσοι όροι ανταγωνισμού μεταξύ των καθαρών πηγών ενέργειας και να καταστεί δυνατή η ισορροπημένη και ομαλή ενσωμάτωση της παραγωγής υδρογόνου στο πλαίσιο της έξυπνης τομεακής ολοκλήρωσης.

Μια τέτοια αναστάτωση απαιτεί μαζικές επενδύσεις, τη στιγμή που η Ευρωπαϊκή Ένωση συζητά τη μελλοντική εταιρική σχέση "Καθαρό υδρογόνο για την Ευρώπη", καθώς και μελλοντικά ταμεία όπως η διευκόλυνση ανάκαμψης και ανθεκτικότητας, μεταξύ άλλων στο πλαίσιο του Ταμείου της ΕΕ επόμενης γενιάς. Από την άποψη της έρευνας και της ανάπτυξης, ως διάδοχος της κοινής επιχείρησης "Κυψέλες καυσίμου και υδρογόνο", η σύμπραξη "Καθαρό υδρογόνο για την Ευρώπη" έχει να διαδραματίσει κρίσιμο ρόλο στην εκκίνηση της οικονομίας του υδρογόνου. Κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου πρέπει επίσης να εισαχθούν τα οικονομικά κίνητρα για το υδρογόνο που θα πρέπει να στοχεύουν στην αντιστάθμιση του υψηλότερου κόστους της παραγωγής υδρογόνου από ανανεώσιμες πηγές και χαμηλών εκπομπών άνθρακα, καθώς και του υψηλότερου κόστους των τελικών χρηστών λόγω της μετάβασης σε ανανεώσιμο υδρογόνο και για τη μετατροπή των βιομηχανικών τεχνολογιών και διαδικασιών σε υδρογόνο. Η συνήθης επιχειρηματική δραστηριότητα δεν θα είναι αρκετή για την επίτευξη των στόχων της Πράσινης Συμφωνίας της ΕΕ.

Θα χρειαστεί μια πραγματική αλλαγή για να απελευθερωθεί το δυναμικό των Εθνικών Σχεδίων Ανθεκτικότητας και Ανάκαμψης υπό το πρίσμα της Πράσινης Συμφωνίας της ΕΕ. Αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό για την ανάπτυξη του τομέα του καθαρού υδρογόνου, ενώ δεν υπάρχει ακόμη ένα ευρωπαϊκό υποστηρικτικό ρυθμιστικό πλαίσιο. Συνεπώς, απαιτείται ένα ενισχυμένο καθεστώς -και είναι απαραίτητο σε πρώιμο στάδιο- για να επιτραπεί η χορήγηση κρατικών ενισχύσεων σε έργα υδρογόνου -ατομικά ή μέσω ειδικών καθεστώτων των κρατών μελών- για την παραγωγή, τη μεταφορά και τη χρήση ανανεώσιμου και χαμηλού άνθρακα υδρογόνου.

Εκτός από τα χρηματοδοτικά προγράμματα της ΕΕ, μια νέα προσέγγιση της ευρωπαϊκής και εθνικής νομοθεσίας περί ανταγωνισμού θα αποτελέσει προϋπόθεση, καθώς οι επενδύσεις θα απαιτούν μεγάλη συμμετοχή κρατικών

ενισχύσεων. Ευτυχώς, οι υποκείμενες αναγκαίες μεταρρυθμίσεις που σχετίζονται με τις κρατικές ενισχύσεις πρόκειται να εφαρμοστούν από το 2022.

Πρέπει να επιταχυνθεί η στήριξη των πιλοτικών δοκιμών, των εγκαταστάσεων επίδειξης και, στη συνέχεια, της ανάπτυξης τους, ώστε να επιτραπεί σε αυτούς τους ενεργοβόρους τομείς να μειώσουν γρήγορα τις εκπομπές CO<sub>2</sub>.

Με δεδομένο το σημερινό χάσμα κόστους, είναι σαφές ότι για πολλές εφαρμογές υδρογόνου, η στήριξη CAPEX από μόνη της δεν θα είναι αρκετή για μια επενδύσιμη επιχειρηματική υπόθεση και την επίτευξη των στόχων της στρατηγικής της ΕΕ. Ως εκ τούτου, οι επιλέξιμες δαπάνες θα πρέπει να οριστούν ως το χρηματοδοτικό κενό, το οποίο θα ορίζεται ως η διαφορά μεταξύ των θετικών και των αρνητικών ταμειακών ροών κατά τη διάρκεια ζωής της επένδυσης, δηλαδή λαμβάνοντας υπόψη το CAPEX, το OPEX και τα έσοδα. Η υποδομή είναι επίσης ένα άλλο βασικό στοιχείο που στο πλαίσιο των κρατικών ενισχύσεων πρέπει να εξετάσει περαιτέρω, εξασφαλίζοντας τη μεταφορά, τη διανομή και την αποθήκευση του υδρογόνου, συμπεριλαμβανομένης της εισαγωγής υδρογόνου, και τη σύνδεση της προσφοράς και της ζήτησης.

Λαμβάνοντας υπόψη τις προκλήσεις που αντιμετωπίζει ο τομέας του υδρογόνου στο πλαίσιο της Πράσινης Συμφωνίας της ΕΕ, της ανάκαμψης της ευρωπαϊκής οικονομίας μετά την COVID19 και την Hydrogen Strategy, ως αναγνωρισμένη ευρωπαϊκή στρατηγική αλυσίδα αξιών, θα πρέπει να προωθηθούν ειδικές κατευθυντήριες γραμμές για τις κρατικές ενισχύσεις για τις τεχνολογίες υδρογόνου, συμπεριλαμβανομένων των μεταφορών και των τρόπων αποθήκευσης, με πιο προσαρμοσμένες και ευέλικτες προϋποθέσεις επιλεξιμότητας, πιο ευνοϊκές μέγιστες εντάσεις ενίσχυσης και υψηλότερα ποσά ενίσχυσης. Οι προτεραιότητες θα περιλαμβάνουν:

- επιλεξιμότητα έργων επίδειξης μεγάλης κλίμακας και εξάπλωσης της παραγωγής, μεταφοράς/διανομής και εφαρμογών τελικής χρήσης, σύμφωνα με τις οδηγίες στρατηγικής για το υδρογόνο και τους στόχους και τις προσδοκίες του σχεδίου ανάκαμψης της ΕΕ,

- ενίσχυση έως και 100% του πρόσθετου κόστους για τεχνολογίες υδρογόνου και εφαρμογών υδρογόνου σε εγκαταστάσεις μεγάλης κλίμακας για πρώτη φορά,

- έναν πιο ευέλικτο ορισμό των επιλέξιμων δαπανών, με ισχυρότερη στήριξη του OPEX, συμπεριλαμβανομένων των έργων παραγωγής/μετατροπής υδρογόνου και των έργων εφαρμογών τελικής χρήσης,

- παραδοχή αποτυχίας της αγοράς για έργα υδρογόνου,

- αύξηση των ορίων για τις τεχνολογίες υδρογόνου στα 200 εκατ. ευρώ,

Όσον αφορά τα Σημαντικά Έργα Κοινού Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος (ΣΔΕΚΕ)- Important Projects of Common European Interest (IPCEIs), έως ότου το IPCEI-πλαίσιο τελειοποιηθεί, θα πρέπει να υποστηριχθεί μια φιλόδοξη και προοδευτική ερμηνεία των σημερινών κανόνων IPCEIs για να υπάρξει πλήρης αξιοποίηση του

αποτελέσματος των IPCEIs κατά την ανάπτυξη ολοκληρωμένων έργων υδρογόνου σε ολόκληρη την ΕΕ. Υπάρχει προοπτική για τα IPCEIs να υπερβούν την πρακτική και να χρησιμοποιήσουν όλες τις ευελιξίες που παρέχει ο κανονισμός του 2014. Εναλλακτικά, θα μπορούσαν να αναλυθούν προσωρινά μέτρα για την παροχή πρόσθετων κινήτρων στα πρώτα IPCEIs με βάση το υδρογόνο.

Καθώς τα επόμενα χρόνια θα είναι κρίσιμα για την υιοθέτηση του υδρογόνου και τη κατασκευή των έργων, οι κατασκευαστές θα μπορούσαν να αρχίσουν με βάση τους κανόνες IPCEI και τις αναθεωρημένες κατευθυντήριες γραμμές της ΕΕ για τις κρατικές ενισχύσεις. Η χρηματοδότηση θα πρέπει να είναι εντατική αλλά να διαθέτει και ρήτρα λήξης. Τέλος, η περίοδος εκκίνησης θα πρέπει να είναι η περίοδος κατά την οποία σχεδιάζονται και εφαρμόζονται τα βασικά νομοθετικά στοιχεία του νόμου για το υδρογόνο.

#### 9.4.2 Αύξηση της παραγωγής υδρογόνου (2025-2035)

Σε μια φάση εκκίνησης, έως ότου το κόστος παραγωγής υδρογόνου φτάσει το κόστος των ορυκτών καυσίμων συν τις τιμές του άνθρακα, απαιτείται ένας μηχανισμός καθορισμένων τιμολογίων παραγωγής υδρογόνου, δημοπρασιών ή ένας συνδυασμός τους ώστε να δημιουργηθεί «όγκος υδρογόνου» στην αγορά, οδηγώντας σε χαμηλότερο κόστος.

Επί του παρόντος, το καθαρό υδρογόνο είναι ακριβότερο από τα αμιγή ορυκτά καύσιμα, λαμβάνοντας υπόψη και την τιμή του άνθρακα. Ωστόσο, οι περισσότερες αναλύσεις προβλέπουν ότι το ανανεώσιμο υδρογόνο θα είναι η επιλογή καθαρού αερίου με το χαμηλότερο κόστος μέχρι το 2050, βάση των καμπυλών της ηλεκτρόλυσης και της ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας [83].

Για να αυξηθεί ο όγκος παραγωγής υδρογόνου και να μειωθεί το κόστος του, είναι απαραίτητο να τονωθεί τόσο η ζήτηση όσο και η παραγωγή υδρογόνου για μια ορισμένη περίοδο μέχρι να δημιουργηθεί μια ώριμη αγορά. Δύο είναι οι επιλογές για μηχανισμούς αγοράς που χρησιμοποιούνται ευρέως και μπορούν να εφαρμοστούν σε τόνωση της παραγωγής υδρογόνου: καθορισμένη τιμή παραγωγής και δημοπρασίες. Σε έναν μηχανισμό καθορισμένων ορίων παραγωγής, οι δυνητικοί παραγωγοί εγγυώνται ότι θα λάβουν μία καθορισμένη τιμή παραγωγής για μια καθορισμένη χρονική περίοδο. Μία τέτοια τιμή είναι συνήθως σταθερή (flat) αλλά μπορεί να αναπροσαρμόζεται βάσει πληθωρισμού ή να έχει κωνική δομή, και το ύψος της τιμής να εγγυάται την τραπεζική δυνατότητα και μια αποδεκτή απόδοση της επένδυσης. Οι δημοπρασίες είναι συστήματα αγορών στα οποία η τιμή καθορίζεται μέσω ανταγωνιστικού διαγωνισμού, αλλά συνήθως καταλήγει σε παρόμοια συμβατική ρύθμιση με τους κατασκευαστές όπως είναι το όπως συμβαίνει στα συστήματα καθορισμένων τιμών παραγωγής, π.χ. μια συμφωνία παραλαβής για 25 έτη, παρόμοια με μια συμφωνία αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην περίπτωση της πράσινης ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, τα υβριδικά συστήματα, π.χ. δημοπρασίες

για μεγαλύτερα συστήματα και καθορισμένα τιμολόγια παραγωγής για μικρότερα συστήματα είναι συνήθη.

Η καθορισμένη τιμή παραγωγής, που μπορεί να προκύψει από την αξιολόγηση κόστους παραγωγής του υδρογόνου, της τιμής αγοράς του καυσίμου που αντικαθίσταται, και της τιμής του άνθρακα, θα μπορούσε δυνητικά να περιλαμβάνει ένα συμβόλαιο Carbon Contract for Difference (CCfD) για να καταλήξει σε μια αρκετά ελκυστική τιμή που θα δίνει κίνητρα για την επένδυση στην παραγωγή και χρήση υδρογόνου.

Το CCfD σε έναν τέτοιο μηχανισμό θα μπορούσε να προέρχεται είτε από εκτίμηση του κόστους μιας ανεξάρτητης αγοράς ή να προκύψει μέσω ενός μηχανισμού δημοπρασίας. Εναλλακτικά, το CCfD θα μπορούσε να δοθεί σε έναν τρίτο όργανο, γεφυρώνοντας το χάσμα κόστους μεταξύ της υψηλότερης τιμής παραγωγής υδρογόνου, μιας τιμής άνθρακα και της εναλλακτικής (συμπεριλαμβανομένης της μετάβασης σε παραγωγική διαδικασία με βάση το υδρογόνο, εάν χρειάζεται). Εφαρμόζοντας αυτόν τον τρόπο, τα CCfD μπορούν να αποτελέσουν ένα αποτελεσματικό μέσο για την εξισορρόπηση του υψηλότερου κόστους κατά τη διάρκεια μιας μεταβατικής φάσης για υδρογόνο από ανανεώσιμες πηγές και υδρογόνο χαμηλών εκπομπών άνθρακα στην πλευρά της ζήτησης και να αποφευχθεί η υπεραντιστάθμιση. Στη φάση εκκίνησης, το μέσο αυτό θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί στην στο πλαίσιο κρατικών ενισχύσεων όσον αφορά την υποστήριξη του OPEX, ενώ το CAPEX θα αντιμετωπιστεί με ειδικά προγράμματα χρηματοδότησης.

Τις τελευταίες δύο δεκαετίες, η καθορισμένη τιμή παραγωγής τόνωσε την ανάπτυξη της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές σε όλο τον κόσμο και οδήγησαν στη σημερινή ανταγωνιστικότητα των περισσότερων κυρίως της ηλιακής και της αιολικής ενέργειας. Τα σχήματα αυτά παρείχαν ασφάλεια για τους επενδυτές και τους κατασκευαστές και τόνωσαν την ανάπτυξη τοπικών ανταγωνιστικών αγορών. Ωστόσο, οι δημοπρασίες έχουν πρόσφατα εξελιχθεί ως ο προτιμώμενος μηχανισμός για την προμήθεια ηλιακής και αιολικής ηλεκτρικής ενέργειας σε πολλές χώρες, ο οποίος παρέχει μεγαλύτερο έλεγχο του όγκου και της βραχυπρόθεσμης δημοσιονομικής επιβάρυνσης της κοινωνίας. Πολλές χώρες έχουν αποκτήσει μεγάλη εμπειρία σχετικά με τον καλύτερο τρόπο να δομούν τους μηχανισμούς καθορισμένης τιμής παραγωγής και δημοπρασιών, μεγάλο μέρος των οποίων μπορεί να είναι βρισκείται στη βιβλιογραφία (Gabriela Elizondo Azuela, 2014). Ένα καλό παράδειγμα είναι η Κίνα, η οποία καθόρισε αρχικά μια τιμή παραγωγής για τα ηλιακά και αιολικά έργα που ήταν πολύ χαμηλή, οδηγώντας σε ένα αργό ξεκίνημα της αγοράς. Ένα διαδοχικό σύνολο δημοπρασιών, οι οποίες είναι καλύτερες για την εύρεση των σωστή τιμή αγοράς, αν γίνουν σωστά, επέτρεψε στην κυβέρνηση να τελειοποιήσει το συνολικό σύστημα τιμολογίων παραγωγής, το οποίο κατά συνέπεια ήταν πολύ πιο επιτυχημένο. Ένα άλλο παράδειγμα είναι η Βραζιλία, της οποίας το σύστημα ανοικτών δημοπρασιών προσέλκυσε αρχικά επιπόλαιες προσφορές από κατασκευαστές, ορισμένοι από τους οποίους κέρδισαν τις δημοπρασίες αλλά αργότερα δυσκολεύτηκαν να κατασκευάσουν έργα. Και στην Ευρώπη, αρκετές χώρες



με καθορισμένα τιμολόγια παραγωγής απέτυχαν να ανταποκριθούν στην πτώση του κόστους αρκετά γρήγορα, οδηγώντας σε απρόσμενα κέρδη για τους κατασκευαστές, μετά από τα οποία ορισμένες κυβερνήσεις αποφάσισαν να εισαγάγουν αναδρομικές μειώσεις δασμών ή φόρους.

Μαθαίνοντας από αυτές τις εμπειρίες στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, ένας έξυπνος συνδυασμός δημοπρασιών και καθορισμένων τιμολογίων παραγωγής θα μπορούσε πιθανότατα να αυξήσει την παραγωγή υδρογόνου στο χαμηλότερο κοινωνικό κόστος.

Η ευρωπαϊκή στρατηγική για το υδρογόνο αναφέρεται στον στόχο για ηλεκτρολύτες 2x40 GW έως το 2030, με ενδιάμεσο στόχο 6 GW μέχρι το 2024. Πρέπει να γίνουν περισσότερα για να προωθηθεί το ανανεώσιμο υδρογόνο, συμπεριλαμβανομένης της άρσης των εμποδίων στην ισχύουσα νομοθεσία. Ως εκ τούτου, εκτός από αυτούς τους στόχους για το ανανεώσιμο υδρογόνο, μπορεί να απαιτηθεί παράλληλα, οι όγκοι υδρογόνου χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα να φτάσουν τους 1 εκατ. τόνους και 10 εκατ. τόνους υδρογόνου μέχρι το 2024 και το 2030 αντίστοιχα.

Η αρχική δυναμικότητα των 6 GW ηλεκτρολυτών θα υλοποιηθεί με την ταχεία προώθηση των τρεχόντων έργων, συμπεριλαμβανομένων των IPCEIs κ.λπ. Από το 2025 και μετά, ωστόσο, ίσως χρειαστεί μια υβριδική προσέγγιση αγοράς για την τόνωση της παραγωγής υδρογόνου, η οποία αποτελείται από δημοπρασίες για μεγαλύτερες ποσότητες και χωρητικότητες, που καλύπτουν επιπλέον περίπου το 50% της ζήτησης, τον καθορισμό τιμολογίων παραγωγής για μικρότερα συστήματα, π.χ. 100MW ή λιγότερο σε μια συγκεκριμένη τοποθεσία.

#### 9.4.3 Αύξηση της ζήτησης υδρογόνου (2025 - 2035)

Σε φάση εκκίνησης, έως ότου η αγορά υδρογόνου μπορέσει να αντικαταστήσει τον καθορισμό των τιμών και την εξισορρόπηση της προσφοράς και της ζήτησης, πρέπει να δημιουργηθεί ζήτηση υδρογόνου πέρα από τις παραδοσιακές πρώτες ύλες. Ποσοτώσεις, πρόσθετη επενδυτική στήριξη και προσαρμογή των συνόρων άνθρακα είναι όλες υποσχόμενες επιλογές για τη δημιουργία ζήτησης υδρογόνου και την ανάπτυξη σε μια αγοράς.

Η φάση εκκίνησης χρειάζεται προσεκτικά σχεδιασμένους μηχανισμούς για την τόνωση παραγωγής και ζήτησης, ενώ πρέπει να αναπτυχθεί αναλόγως και μια υποδομή υδρογόνου αποτελούμενη από αποθήκευση και εγκαταστάσεις μεταφοράς. Αρκετά σημαντικά ζητήματα πρέπει να εξεταστούν, να αντιμετωπιστούν και να ληφθούν υπόψη κατά το σχεδιασμό αυτών των μηχανισμών. Στο τέλος, μια πολιτική διαδικασία λήψης αποφάσεων θα καθορίσει τι, πότε και πώς θα τονωθεί η παραγωγή και η ζήτηση υδρογόνου.

Οι προτεινόμενες ποσοτώσεις υδρογόνου για όλους τους τομείς μαζί, δίνουν μια εκτίμηση του συνολικού όγκου της ζήτησης υδρογόνου. Όταν οι φιλόδοξες ποσοτώσεις υδρογόνου καθοριστούν, ο όγκος παραγωγής καθαρού υδρογόνου



μπορεί να υστερεί σε σχέση με τη ζήτηση. Τότε οι φιλόδοξες ποσοστώσεις υδρογόνου θα είναι απαραίτητες για να επιταχυνθεί η μετάβαση από τα αμείωτα ορυκτά καύσιμα, όχι μόνο για να μειωθεί το κόστος παραγωγής καθαρού υδρογόνου αλλά και για να γίνουν οι τεχνολογίες εφαρμογής υδρογόνου πιο προσιτές.

#### 9.4.4 Ποσοστώσεις Υδρογόνου

Οι ποσοστώσεις υδρογόνου θα μπορούσαν να επιβληθούν σε συγκεκριμένα υλικά ή προϊόντα, όπως ο χάλυβας, λιπάσματα, χημικά προϊόντα, τσιμέντο, κηροζίνη, φυσικό αέριο και σε καύσιμα όπως τα καύσιμα μεταφορών, συμπεριλαμβανομένων των αεροπορικών και ναυτιλιακών καυσίμων. Ο καθορισμός αυτών των ποσοστώσεων απαιτεί μια έξυπνη προσαρμοσμένη διαδικασία για κάθε προϊόν, υλικό ή καύσιμο. Ένα από τα ζητήματα είναι, ποιον αφορούν αυτές οι ποσοστώσεις: τον πελάτη, τον παραγωγό, τον τομέα παραγωγής στο σύνολό του ή τον προμηθευτή καυσίμων; Δίνονται τρία παραδείγματα για το σε ποιους πρέπει να επιβληθούν ποσοστώσεις.

- Η αμμωνία είναι ένα από τα κύρια συστατικά των λιπασμάτων, που παράγεται από υδρογόνο και άζωτο. Το υδρογόνο σήμερα παράγεται από ορυκτά καύσιμα, στην ΕΕ κυρίως από φυσικό αέριο σε μονάδες SMR. Η ΕΕ διαθέτει περισσότερες από 120 μονάδες παραγωγής αμμωνίας και ο τομέας των λιπασμάτων παράγει και καταναλώνει 3,1 εκατομμύρια τόνους υδρογόνου προερχόμενου από ορυκτά καύσιμα ετησίως (Fertilizers Europe, 2020). Αλλαγή σε καθαρό υδρογόνο δεν απαιτεί αλλαγές στη διαδικασία παραγωγής αμμωνίας. Είναι απλά μια άλλη πηγή υδρογόνου- έτσι, θα ήταν σχετικά απλό να επιβληθούν ίσες ποσοστώσεις σε όλους τους παραγωγούς αμμωνίας. Οι ποσοστώσεις μπορούν επίσης να επιβληθούν στον πελάτη, για παράδειγμα στους αγρότες που παράγουν δημητριακά ή ακόμη και στα αρτοποιεία που παράγουν ψωμί. Ωστόσο, υπάρχουν εκατομμύρια αγρότες στην ΕΕ και δεκάδες χιλιάδες επιχειρήσεις αρτοποιίας, γεγονός που καθιστά πολύπλοκη την επιβολή ποσοστώσεων σε αυτούς.
- Η παραγωγή ακατέργαστου χάλυβα σε υψικάμινους πραγματοποιείται σε 25 τοποθεσίες στην ΕΕ (συμπεριλαμβανομένου και του Ηνωμένου Βασιλείου). Οι παραγωγικές ικανότητες σε αυτές τις τοποθεσίες κυμαίνονται μεταξύ 1,3 και 11,6 εκατομμυρίων τόνων χάλυβα ετησίως, με συνολική παραγωγική ικανότητα περίπου 100 εκατομμυρίων τόνων ακατέργαστου χάλυβα ετησίως (Eurofer, 2020). Το υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την άμεση αναγωγή του σιδηρομεταλλεύματος (DRI) και για την αντικατάσταση του άνθρακα που χρησιμοποιείται σε μια υψικάμινο. Περίπου 50-65 κιλά υδρογόνου απαιτούνται για την παραγωγή 1 τόνου ακατέργαστου χάλυβα από σιδηρομετάλλευμα, ανάλογα με την αναλογία υδρογόνου και ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται στον κύκλο αναγωγής. Το ερώτημα είναι ποιος πρέπει να επιβάλει ποσοστώση, ο παραγωγός, ο τομέας ή ο καταναλωτής; Είναι δύσκολο να επιβληθεί ποσοστώση σε κάθε μια από τις θέσεις παραγωγής, διότι μια μονάδα DRI πρέπει να κατασκευαστεί για να χρησιμοποιήσει υδρογόνο και θα χρειαστεί ένα ορισμένο ελάχιστο μέγεθος και, ως εκ τούτου, ελάχιστη ποσότητα υδρογόνου για να καταστεί οικονομικά

βιώσιμη. Είναι δύσκολο να αντιστοιχιστεί μια τέτοια σταδιακή αλλαγή με την ποσόστωση, η οποία είναι συνήθως ένα ποσοστό. Μια ποσόστωση θα μπορούσε επίσης να επιβληθεί σε ολόκληρο τον τομέα, αλλά πώς θα καταναμηθούν η ποσόστωση και το πρόσθετο κόστος μεταξύ των τόπων παραγωγής ή των εταιρειών; Φαίνεται ότι για τον χάλυβα, μια ποσόστωση μπορεί να οριστεί καλύτερα για μεγάλους πελάτες χάλυβα, όπως οι κατασκευαστές αυτοκινήτων, κατασκευαστικές εταιρείες και κατασκευαστές ανεμογεννητριών.

- Το φυσικό αέριο είναι ένα από τα σημαντικότερα καύσιμα που χρησιμοποιούνται στην ΕΕ και η ζήτηση ήταν 4.577 TWh το 2018, που χρησιμοποιείται κυρίως στα κτίρια, τη βιομηχανία και την ηλεκτροπαραγωγή (GasforClimate, Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050, 2020). Περίπου 170 TWh βιομεθανίου αποτελούν μέρος του μείγματος φυσικού αερίου, αλλά η συντριπτική πλειονότητα της προμήθειας αερίου είναι φυσικό αέριο. Το υδρογόνο μπορεί να αναμιχθεί σε ένα δίκτυο μεθανίου, ή να τροφοδοτηθεί σε ένα ξεχωριστό δίκτυο υδρογόνου. Οι ποσοστώσεις υδρογόνου για το φυσικό αέριο πρέπει να περιλαμβάνουν και τις δύο επιλογές και συνεπώς είναι δεν μπορούν παρά να είναι εικονικές. Είναι δύσκολο να επιβληθεί ποσόστωση στο αέριο καταναλωτών, δεδομένου ότι υπάρχουν εκατομμύρια καταναλωτές φυσικού αερίου, γεγονός που το καθιστά πολύπλοκο εγχείρημα. Είναι επίσης δύσκολο να επιβληθεί ποσόστωση στον παραγωγό φυσικού αερίου, αν θα μπορούσαν κατ' αρχήν να μετατρέψουν φυσικό αέριο ή ακόμη και βιομεθάνιο σε υδρογόνο. Αν οι παραγωγοί φυσικού αερίου μπορούσαν να το κάνουν αυτό επιτόπου στο κοίτασμα φυσικού αερίου και θα δέσμευαν και θα αποθήκευαν το CO<sub>2</sub> απευθείας στο πεδίο, και θα μπορούσε να επιταχυνθεί η μετατροπή των υποδομών τ φυσικού αερίου σε υδρογόνο. Ωστόσο, για το φυσικό αέριο φαίνεται πως ο λιγότερο περίπλοκος τρόπος για να επιβληθεί ποσόστωση είναι στους προμηθευτές φυσικού αερίου.

#### Μηχανισμός συνοριακής προσαρμογής άνθρακα

Εάν η ΕΕ εφαρμόσει ποσοστώσεις καθαρού υδρογόνου σε υλικά και προϊόντα, ενώ άλλες χώρες και περιοχές εκτός της ΕΕ δεν το κάνουν, δεν υπάρχουν ίσοι όροι ανταγωνισμού για τις εισαγωγές και εξαγωγές αυτών των υλικών και προϊόντων, με αποτέλεσμα τη λεγόμενη διαρροή άνθρακα. Ως εκ τούτου, είναι απαραίτητο να εφαρμοστεί ένας μηχανισμός φορολογικής προσαρμογής στα σύνορα για τις εισαγωγές άνθρακα και ίσως και πριμοδοτήσεις των συνοριακών προσαρμογών άνθρακα για τις εξαγωγές.

#### Στήριξη επενδύσεων για τη μετάβαση στο υδρογόνο

Χρησιμοποιώντας υδρογόνο, π.χ. για την παραγωγή χάλυβα, για την παραγωγή θερμότητας υψηλής θερμοκρασίας ή σε ηλεκτρικά συστήματα κίνησης με κυψέλες καυσίμου σημαίνει ότι οι σημερινές εγκαταστάσεις παραγωγής, ο εξοπλισμός, κινητήρες, αεριοστρόβιλοι και συσκευές τελικής χρήσης πρέπει να αντικατασταθούν ή να προσαρμοστούν. Για την τόνωση της υιοθέτησης του υδρογόνου, την

χρηματοδοτική στήριξη, τις επενδυτικές επιδοτήσεις, επιχορηγήσεις, κίνητρα ή φορολογικές εκπτώσεις απαιτείται να επιταχυνθεί η μετάβαση στη χρήση υδρογόνου. Η Πορτογαλία πρότεινε στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή τη χρήση των μέσων που προβλέπονται στην οδηγία 2018/2021, κατά τη δεκαετία 2020-2030, για την σύναψη συμφωνιών μεταξύ κρατών μελών για τη στήριξη της διασυνοριακής μηχανισμών.

#### 9.4.5 Ανάπτυξη της αγοράς προς μία ρευστή και διαφανή αγορά υδρογόνου (2035-2050)

Καθώς το κόστος του ανανεώσιμου υδρογόνου μειώνεται με την πάροδο του χρόνου, όλο και περισσότερες εφαρμογές θα καταστούν εφικτές χωρίς τη στήριξη της νομισματικής πολιτικής. Από το 2035 και μετά, το υδρογόνο θα γίνεται όλο και πιο ανταγωνιστικό και η στήριξη της πολιτικής μπορεί να μειωθεί μόνο στους τομείς που αφορούν την διαφάνεια όσον αφορά την περιεκτικότητα σε άνθρακα και τη γεωγραφική προέλευση του υδρογόνου.

Στη μελέτη "Πορεία προς την ανταγωνιστικότητα του υδρογόνου - μια προοπτική κόστους" που διεξήχθη από το Συμβούλιο Υδρογόνου, η ανάλυση 35 αντιπροσωπευτικών περιπτώσεων προβλέπει ότι το υδρογόνο θα καταστεί ανταγωνιστικό νωρίτερα από ό,τι πιστεύεται. Σε 22 από αυτές τις εφαρμογές, το συνολικό κόστος ιδιοκτησίας θα φθάσει στην ισοτιμία με άλλες εναλλακτικές λύσεις χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα έως το 2030, και σε εννέα θα είναι επίσης ανταγωνιστικό με τις συμβατικές επιλογές μέχρι τότε. Για παράδειγμα, αυτό θα ισχύει για τα βαρέα φορτηγά, τα πούλμαν με απαιτήσεις μεγάλης εμβέλειας και περονοφόρα ανυψωτικά μηχανήματα (Hydrogen Council, 2020).

Καθώς όλο και περισσότερες εφαρμογές υδρογόνου θα καθίστανται εμπορικά βιώσιμες, το πλαίσιο πολιτικής πρέπει να προσαρμοστεί. Αναμένεται ότι μέχρι το 2035 θα έχει επιτευχθεί ένα σημείο καμπής, όπου το υδρογόνο θα μπορεί να παραχθεί σε μια τιμή στην οποία η πλειονότητα των εφαρμογών θα είναι ανταγωνιστική σε σχέση με τις εναλλακτικές λύσεις ορυκτών καυσίμων συν τον φόρο άνθρακα. Εάν το υδρογόνο μπορεί να παράγεται ανταγωνιστικά, το σύστημα τιμολόγησης ή/και το σύστημα δημοπρασιών μπορεί να αντικατασταθεί από ένα σύστημα αγοράς, ενδεχομένως σε συνδυασμό με δημοπρασίες. Μια βαθιά, διαφανής και ρευστή αγορά υδρογόνου θα αναπτυχθεί. Διάφορα προϊόντα και υπηρεσίες υδρογόνου θα διαπραγματεύονται σε πολλαπλές πλατφόρμες της αγοράς.

#### 9.4.6 Σύνοψη του χάρτη πορείας της αγοράς υδρογόνου (2020 - 2050)

Η ανάπτυξη μιας αγοράς υδρογόνου όπως ήδη έχει αναφερθεί προβλέπεται να πραγματοποιηθεί σε τρεις φάσεις, μια αρχική φάση έως το 2025, μια φάση

ανάπτυξης από το 2025 έως το 2035 και μια φάση ωρίμανσης-ανάπτυξης της αγοράς από το 2035 έως το 2050. Στο διάγραμμα 2 απεικονίζονται οι φάσεις αυτές με τα κυριότερα χαρακτηριστικά τους.

Διάγραμμα 2: Συνοπτική παρουσίαση των φάσεων ανάπτυξης της αγοράς υδρογόνου.



## Βιβλιογραφία

1. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production>
2. IRENA (2021), Green hydrogen supply: A guide to policy making, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
3. IRENA (2020a), Global Renewables Outlook: EnergyTransformation 2050 (Edition: 2020), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
4. **European Commission (2020a)**, “COM (2020) 301 – A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe”, European Commission, [www.eur-lex.europa.eu/legal-content](http://www.eur-lex.europa.eu/legal-content)
5. **MinEnergía (2020)**, “National Green Hydrogen Strategy: Chile, A clean energy provider for a carbon neutral planet”, Ministry of Energy of the Government of Chile, [www.energia.gob.cl/sites/default/files/national\\_green\\_hydrogen\\_strategy\\_-\\_chile.pdf](http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf). /EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301.
6. Mayyas, A. et al. (2019), “Manufacturing cost analysis for proton exchange membrane water electrolyzers manufacturing cost analysis for proton

- exchange membrane water electrolyzers”, National Renewable Energy Laboratory, [www.nrel.gov/docs/fy19osti/72740.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72740.pdf)
7. IRENA (2020b), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
  8. Collins, L. (2021a), “Nel to slash cost of electrolysers by 75%, with green hydrogen at same price as fossil H<sub>2</sub> by 2025”, Recharge News, 21 January, [www.rechargenews.com/transition/nel-to-slash-cost-of-electrolysers-by-75-with-green-hydrogen-at-same-price-as-fossil-h2-by-2025/2-1-949219](http://www.rechargenews.com/transition/nel-to-slash-cost-of-electrolysers-by-75-with-green-hydrogen-at-same-price-as-fossil-h2-by-2025/2-1-949219).
  9. Collins, L. (2021b), “Green hydrogen: ITM Power’s new gigafactory will cut costs of electrolysers by almost 40%”, Recharge News, 20 January, [www.rechargenews.com/energy-transition/green-hydrogen-itm-power-s-new-gigafactory-will-cut-costs-of-electrolysers-by-almost-40-/2-1-948190](http://www.rechargenews.com/energy-transition/green-hydrogen-itm-power-s-new-gigafactory-will-cut-costs-of-electrolysers-by-almost-40-/2-1-948190)
  10. DOE (2020b), “H<sub>2</sub> @ Scale new markets funding opportunity announcement (FAO)”, [www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/hfto-h2-at-scale-new-markets-foa-selections-for-release.pdf](http://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/hfto-h2-at-scale-new-markets-foa-selections-for-release.pdf).
  11. Franke, A. (2020), “Germany to spend €700M on 3 hydrogen research projects”, S&P Global Market Intelligence, [www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/germany-to-spend-8364-700m-on-3-hydrogen-research-projects-62113936](http://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/germany-to-spend-8364-700m-on-3-hydrogen-research-projects-62113936)
  12. IEA (International Energy Agency) (2020a), “Energy prices 2020”, [www.iea.org/reports/energy-prices-2020](http://www.iea.org/reports/energy-prices-2020).
  13. IRENA (2018a), Hydrogen from Renewable Power: Technology Outlook for the Energy Transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
  14. IRENA, IEA and REN21 (2018), Renewable Energy Policies in a Time of Transition.
  15. Energy Policy Tracker (2021), “Energy Policy Tracker Database”, [www.energypolicytracker.org/search-results/?sfm\\_energy\\_type=hydrogen](http://www.energypolicytracker.org/search-results/?sfm_energy_type=hydrogen)
  16. Petrova, V. (2020), “France voices ambitions for 6.5 GW of hydrogen capacity”, Renewables Now, 11 September, [www.renewablesnow.com/news/france-voices-ambitions-for-65-gw-of-hydrogen-capacity-713200/](http://www.renewablesnow.com/news/france-voices-ambitions-for-65-gw-of-hydrogen-capacity-713200/).
  17. Reuters (2020), “Germany earmarks \$10 billion for hydrogen expansion”, Reuters, 4 June 2020, [www.reuters.com/article/us-health-coronavirus-germany-stimulus/germany-earmarks-10-billion-for-hydrogen-expansion-idUSKBN23B10L](http://www.reuters.com/article/us-health-coronavirus-germany-stimulus/germany-earmarks-10-billion-for-hydrogen-expansion-idUSKBN23B10L)
  18. BEIS (UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy) (2020), “Hydrogen supply competition phase 2 successful projects”, [www.gov.uk/government/publications/hydrogen-supply-competition/hydrogen-supply-programme-successful-projects-phase-2](http://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-supply-competition/hydrogen-supply-programme-successful-projects-phase-2).
  19. IRENA (2020), Green Hydrogen: A guide to policy making, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

20. IEA, ENTSOG (European Network of Transmission System Operators for Gas) and EZK (Netherlands Ministry of Economic Affairs and Climate Policy) (2020), “L-Gas market conversion review: Winter report 2020”, Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion, [www.zoek.officielebekendmakingen.nl/blg-925180.pdf](http://www.zoek.officielebekendmakingen.nl/blg-925180.pdf).
21. McDowall, W. et al. (2014), “The role of hydrogen and fuel cells in providing affordable, secure low-carbon heat”, [www.researchgate.net/publication/286045921\\_The\\_role\\_of\\_hydrogen\\_and\\_fuel\\_cells\\_in\\_providing\\_affordable\\_secure\\_low-carbon\\_heat](http://www.researchgate.net/publication/286045921_The_role_of_hydrogen_and_fuel_cells_in_providing_affordable_secure_low-carbon_heat).
22. DW (Deutsche Welle) (2020), “Germany and hydrogen — €9 billion to spend as strategy is revealed”, [www.dw.com/en/germany-and-hydrogen-9-billion-to-spend-as-strategy-is-revealed/a-53719746](http://www.dw.com/en/germany-and-hydrogen-9-billion-to-spend-as-strategy-is-revealed/a-53719746).
23. ACER (EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators) and CEER (Council of European Energy Regulators) (2021), “When and how to regulate hydrogen networks?”, European Green Deal, Vol. 1, European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators and Council of European Energy Regulators, [www.nra.acer.europa.eu/Official\\_documents/Position\\_Papers/Position%20papers/ACER\\_CEER\\_WhitePaper\\_on\\_the\\_regulation\\_of\\_hydrogen\\_networks\\_2020-02-09\\_FINAL.pdf](http://www.nra.acer.europa.eu/Official_documents/Position_Papers/Position%20papers/ACER_CEER_WhitePaper_on_the_regulation_of_hydrogen_networks_2020-02-09_FINAL.pdf).
24. JRC (Joint Research Centre), CENELEC (European Committee for Electrotechnical Standardization) and NEN (Royal Netherlands Standardization Institute) (2019), “CEN – CENELEC Sector Forum Energy Management – Working Group Hydrogen – 2018 update report”, Publications Office of the European Union, Luxembourg, [www.doi.org/10.2760/449204](http://www.doi.org/10.2760/449204).
25. Gasunie (2020), Gasunie Annual Report, [ww.gasuniereport2020.nl/](http://ww.gasuniereport2020.nl/).
26. IRENA (2020b), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
27. FTI (2018), “Measures for a sustainable gas storage market”, [www.ec.europa.eu/info/sites/info/files/gie-fti\\_study\\_measures\\_for\\_a\\_sustainable\\_gas\\_storage\\_market.pdf](http://www.ec.europa.eu/info/sites/info/files/gie-fti_study_measures_for_a_sustainable_gas_storage_market.pdf).
28. IRENA (2019a), Renewable Energy Auctions: Status and Trends Beyond Price, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
29. IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2018a), “IPCC, 2018: Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty”, [www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15\\_Full\\_Report\\_High\\_Res.pdf](http://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_High_Res.pdf)
30. IRENA (2020e), Reaching Zero with Renewables: Eliminating CO2 Emissions from Industry and Transport in Line with the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

31. Fuel Cells Works (2021), “Italy and Australia: bridging two continents with hydrogen and renewable fuels research”, [www.fuelcellworks.com/news/italy-and-australia-bridging-two-continents-with-hydrogen-and-renewable-fuels-research/](http://www.fuelcellworks.com/news/italy-and-australia-bridging-two-continents-with-hydrogen-and-renewable-fuels-research/).
32. IRENA, IEA and REN21 (2020), Renewable Energy Policies in a Time of Transition: Heating and cooling
33. The value of seasonal energy storage technologies for the integration of wind and solar power† Omar J. Guerra, \*a Jiazi Zhang,a Joshua Eichman,a Paul Denholm,a Jennifer Kurtza and Bri-Mathias Hodge ab
34. Ajanovic, M. Sayer, R. Haas, The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen
35. IEA. Hydrogen e Analysis - IEA. Available from: <https://www.iea.org/reports/hydrogen>; December 23, 2021
36. Roeth M. The many colors of hydrogen j FleetOwner. December 22, 2021. Available from: <https://www.fleetowner.com/perspectives/ideaxchange/article/21151562/the-many-colors-of-hydrogen>.
37. Insights into low-carbon hydrogen production methods: Green, blue and aqua hydrogen, Minli Yu , Ke Wang , Harrie Vredenburg, May 2021, Published by Elsevier Ltd.
38. Parks, G. et al. (2014), “Hydrogen station compression, storage, and dispensing technical status and costs: systems integration”, National Renewable Energy Laboratory, [www.doi.org/10.2172/1130621](http://www.doi.org/10.2172/1130621)
39. McKinsey (2021), “Hydrogen Insights – A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness”, [www.hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021-Report.pdf](http://www.hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021-Report.pdf).
40. DOE (2019), “DOE Hydrogen and Fuel Cells Program record”, [www.hydrogen.energy.gov/pdfs/19001\\_hydrogen\\_liquefaction\\_costs.pdf](http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/19001_hydrogen_liquefaction_costs.pdf).
41. Saunois, M. et al. (2016), “The global methane budget 2000-2012”, Earth System Science Data, Vol. 8, Issue 2, pp. 697–751, Copernicus GmbH, [www.doi.org/10.5194/essd-8-697-2016](http://www.doi.org/10.5194/essd-8-697-2016).
42. Wulf, C. et al. (2018), “Life Cycle Assessment of hydrogen transport and distribution options”, Journal of Cleaner Production, Vol. 199, pp. 431–443, [www.doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.180](http://www.doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.180).
43. European Commission (2019), “Potentials of sector coupling for decarbonisation – Publications Office of the EU”, [www.op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/60fadfee-216c-11ea-95ab-01aa75ed71a1/language-en](http://www.op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/60fadfee-216c-11ea-95ab-01aa75ed71a1/language-en).
44. DOE (2020b), “H2 @ Scale new markets funding opportunity announcement (FAO)”, [www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/hfto-h2-at-scale-new-markets-foa-selections-for-release.pdf](http://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/hfto-h2-at-scale-new-markets-foa-selections-for-release.pdf).
45. Morgan, T. (2006), “The Hydrogen Economy: A non-technical review”, United Nations Environment Programme,



- [www.wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/9024/-The%20Hydrogen%20Economy%20%20A%20non-technical%20review-2006632.pdf?amp%3BisAllowed=&sequence=3](http://www.wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/9024/-The%20Hydrogen%20Economy%20%20A%20non-technical%20review-2006632.pdf?amp%3BisAllowed=&sequence=3).
46. Nakarado, G. (2011), "Final technical report for GO17004 regulatory logic: Codes and standards for the hydrogen economy", [www.doi.org/10.2172/1344375](http://www.doi.org/10.2172/1344375)
  47. IRENA (2020c), Power System Organisational Structures for the Renewable Energy Era, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
  48. <https://www.mdpi.com/2071-1050/10/6/1699/html>
  49. <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2022/04/EHB-A-European-hydrogen-infrastructure-vision-covering-28-countries.pdf>
  50. [https://gasforclimate2050.eu/sdm\\_downloads/2019-gas-for-climate-study/](https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/2019-gas-for-climate-study/)
  51. <https://guidehouse.com/capabilities/industries/energy-sustainability-infrastructure>
  52. European Commission, Directorate-General for Energy, Cihlar, J., Villar Lejarreta, A., Wang, A., et al., Hydrogen generation in Europe : overview of costs and key benefits, Publications Office, 2021, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/821682>
  53. Renewable energy transport via hydrogen pipelines and HVDC transmission lines, Michael A. Semeraro III, May 2021, Published by Elsevier Ltd.
  54. Zivar D, Kumar S, Foroozesh J. Underground hydrogen storage: a comprehensive review. Int J Hydrogen Energy 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.138>.
  55. Ozarslan A. Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns. Int J Hydrogen Energy 2012;37:14265e77. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.07.111>.
  56. Tarkowski R. Underground hydrogen storage: characteristics and prospects. Renew Sustain Energy Rev2019; 105:86e94. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.051>.
  57. [Matos CR, Carneiro JF, Silva PP. Overview of large-scale underground energy storage technologies for integration of renewable energies and criteria for reservoir identification. J Energy Storage 2019;21:241e58. <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.11.023>.
  58. Wolf E. Large-scale hydrogen energy storage. Elsevier B.V.;2015. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-62616-5.00009-7>.
  59. [Cedigaz. Underground gas storage in the world e Part 1:current capacity. <https://www.cedigaz.org/underground-gas-storage-world-part-1-current-capacity/>. [Accessed 18May 2020].
  60. Infrastructure Energy. API. Underground natural gas storage. <https://energyinfrastructure.org/energy-101/natural-gas-storage>. [Accessed 5 December 2021].
  61. [Andersson J, Grönkvist S. Large-scale storage of hydrogen. Int J Hydrogen Energy 2019;44:11901e19. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.063>.



62. Lemieux A, Shkarupin A, Sharp K. Geologic feasibility of underground hydrogen storage in Canada. *Int J Hydrogen Energy* 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.244>.
63. Tarasov BP, Fursikov PV, Volodin AA, Bocharnikov MS, Shimkus YY, Kashin AM, et al. Metal hydride hydrogen storage and compression systems for energy storage technologies. *Int J Hydrogen Energy* 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.085>.
64. Sun Y, Shen C, Lai Q, Liu W, Wang DW, Aguey-Zinsou KF. Tailoring magnesium based materials for hydrogen storage through synthesis: current state of the art. *Energy Storage Mater* 2018;10:168e98. <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2017.01.010>.
65. Moradi R, Groth KM. Hydrogen storage and delivery: review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. *Int J Hydrogen Energy* 2019;44:12254e69. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.041>.
66. Godula-Jopek A, Jehle W, Wellnitz J. Storage of pure hydrogen in different states. *Hydrog. Storage technol.* Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA; 2012. p. 97e170. <https://doi.org/10.1002/9783527649921.ch4>.
67. Krasae-in S, Stang JH, Neksa P. Development of large-scale hydrogen liquefaction processes from 1898 to 2009. *Int J Hydrogen Energy* 2010;35:4524e33. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.02.109>.
68. Zheng J, Zhou H, Wang CG, Ye E, Xu JW, Loh XJ, et al. Current research progress and perspectives on liquid hydrogen rich molecules in sustainable hydrogen storage. *Energy Storage Mater* 2021;35:695e722. <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2020.12.007>
69. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, European Commission, July 2020
70. Global Hydrogen Review 2021, IEA
71. ASSET Study on Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits, European Union, 2021
72. FCH 2 JU, Hydrogen Valleys, Insights into the emerging hydrogen economies around the world, Uwe Weichenhain, Markus Kaufmann, Anja Benz (Roland Berger), Guillermo Matute Gomez (Inycom)
73. Hydrogen Act, Towards the Creation of the European Hydrogen Economy, Hydrogen Europe, April 2021
74. Ju FCH. Hydrogen roadmap Europe: a sustainable pathway for the European energy transition. <https://www.fch.europa.eu/news/hydrogen-roadmap-europe-sustainable-pathway-european-energy-transition>. [Accessed 6 September 2021].
75. Cuevas F, Zhang J, Latroche M. The vision of France, Germany, and the European union on future hydrogen energy research and innovation. *Engineering* 2021; 7:715-8. <https://doi.org/10.1016/J.ENG.2021.04.010>.

76. Drolet B, Gretz J, Kluyskens D, Sandmann F, Wurster R. The euro-qu\_ebec hydro-hydrogen pilot project [EQHHPP]: demonstration phase. *Int J Hydrogen Energy* 1996; 21:305-16. [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(95\)00083-6](https://doi.org/10.1016/0360-3199(95)00083-6).
77. Barrett S. Progress in the European hydrogen & fuel cell technology platform. *Fuel Cell Bull* 2005;2005:12e7. [https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(05\)00591-2](https://doi.org/10.1016/S1464-2859(05)00591-2).
78. European Commission. Annual activity reports 2019. [https://ec.europa.eu/info/publications/annual-activityreports-2019\\_en](https://ec.europa.eu/info/publications/annual-activityreports-2019_en). [Accessed 6 September 2021].
79. Hydrogen Mobility Europe. Emerging conclusions 2021 e H2ME phase 1. <https://h2me.eu/publications/emergingconclusions-2021-h2me-phase-1/>. [Accessed 6 September 2021].
80. European Commission. Horizon Europe. [https://ec.europa.eu/info/research-and-innovation/funding/fundingopportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe\\_en](https://ec.europa.eu/info/research-and-innovation/funding/fundingopportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en). [Accessed 6 September 2021].
81. Ju FCH. EU proposal to set up a clean hydrogen partnership for Europe. <https://www.fch.europa.eu/news/eu-proposalset-clean-hydrogen-partnership-europe-1>. [Accessed 6 September 2021].
82. European Commission. European clean hydrogen alliance. [https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/europeanclean-hydrogen-alliance\\_en](https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/europeanclean-hydrogen-alliance_en). [Accessed 6 September 2021].
83. BloombergNEF, (2020) (Hydrogen Council, Path to Hydrogen Competitiveness, A cost perspective, 2020
84. Schultz, S. (2021, January 11). Abgeregelte Okostromanlagen kosten Verbraucher bis zu 1,3 Milliarden Euro. Retrieved from Spiegel Wirtschaft: <https://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/oekostromanlagen-kosten-fuer-abregelungen-auf-bis-zu-1-34-milliarden-euro-a-e0f98062-ac44-43ef-944a-3957e902aa78>
85. DNV-GL. (2017, November). Verkenning Waterstof Infrastructuur (in Dutch). Retrieved from Report nr. OGNL.151886,rev.2: [https://toepsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/DNVGL%20rapport%20verkenning%20waterstofinfrastructuur rev2.pdf](https://toepsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/DNVGL%20rapport%20verkenning%20waterstofinfrastructuur%20rev2.pdf)
86. Kiwa. (2018). Toekomstbestendige gasdistributienetten (in Dutch). Rapport for Netbeheer Nederland.
87. GasforClimate. (2020, April). Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050. Retrieved from <https://gasforclimate2050.eu/publications/>
88. ACER1. (2021, February 9). When and How to Regulate Hydrogen Networks? “European Green Deal” Regulatory White Paper series (paper #1). Retrieved from [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Position\\_Papers/Position%20papers/ACER\\_CEER\\_WhitePaper\\_on\\_the\\_regulation\\_of\\_hydrogen\\_networks\\_2020-02-09\\_FINAL.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Position_Papers/Position%20papers/ACER_CEER_WhitePaper_on_the_regulation_of_hydrogen_networks_2020-02-09_FINAL.pdf)
89. ACER2. (2021, February 11). Regulatory Treatment of Power-to-Gas “European Green Deal” Regulatory White Paper series (paper #2). Retrieved from

[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Position\\_Papers/Position%20papers/ACCEER%20White%20Paper%20on%20the%20Regulatory%20Treatment%20of%20Power %20to%20Gas.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Position_Papers/Position%20papers/ACCEER%20White%20Paper%20on%20the%20Regulatory%20Treatment%20of%20Power%20to%20Gas.pdf)