

Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο  
Σχολή Ναυπηγών Μηχανολόγων Μηχανικών  
Τομέας Μελέτης Πλοίου και Θαλασσίων Μεταφορών



---

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**ΜΕΛΕΤΗ ΣΚΟΠΙΜΟΤΗΤΑΣ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΩΝ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΓΙΑ ΤΗ ΧΡΗΣΗ ΤΟΥ  
ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΩΣ ΝΑΥΤΙΛΙΑΚΟΥ ΚΑΥΣΙΜΟΥ**

ΟΝΟΜΑ/ΕΠΩΝΥΜΟ: Παρλιάρος Γεώργιος

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ: Δημήτριος Β. Λυρίδης

ΑΘΗΝΑ, ΜΑΡΤΙΟΣ 2024

## **Ευχαριστίες**

Θα ήθελα αρχικά να ευχαριστήσω τον καθηγητή μου Κ. Δημήτριο Λυρίδη τόσο για την υποστήριξη και τη βοήθεια του κατά την εκπόνηση της εργασίας, όσο και για την συγκατάθεση του για την επιλογή του συγκεκριμένου θέματος.

Επιπλέον, ευχαριστώ θερμά την εταιρεία HELLENIC SEAWAYS και συγκεκριμένα τον Βαγγέλη Τιμολέων για την διάθεση των δεδομένων που ζητήθηκαν καθώς χωρίς αυτά δεν θα ήταν εφικτή η ολοκλήρωση της εν λόγω εργασίας.

Ευχαριστώ επίσης τους φίλους μου, Γιώργο Κουρεμένο και Μανώλη Αθανασίου για την συμπαράσταση τους κατά τη διάρκεια της εκπόνησης της συγκεκριμένης εργασίας.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω από καρδιάς τους γονείς και την αδερφή μου, Πέτρο, Σταυρούλα και Αγγελίνα, οι οποίοι έχουν υπάρξει ακούραστοι υποστηρικτές όλων των επιλογών και των προσπαθειών μου. Δίχως την επιρροή και την υποστήριξη τους η ολοκλήρωση της πορείας μου στο Ε.Μ.Π. δεν θα ήταν η ίδια.

## Πίνακας Περιεχομένων

<b>1</b>	<b>Εισαγωγή</b>	15
<b>2</b>	<b>Η στρατηγική του Διεθνούς Ναυτιλιακού Οργανισμού (IMO) για τη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου από πλοία</b>	17
2.1	Κανονισμοί για τα ναυτιλιακά καύσιμα	17
2.1.1	Ρύθμιση NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub>	18
2.1.2	Εκπομπή των αερίων του θερμοκηπίου	20
2.1.3	Δείκτης ενεργειακής απόδοσης σχεδίασης (Energy Efficiency Design Index, EEDI)	21
2.1.4	Σχέδιο διαχείρισης ενεργειακής απόδοσης πλοίου ( Ship Energy Efficiency Management Plan, SEEMP)	22
2.2	Υγρά καύσιμα χαμηλών / μηδενικών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα	23
2.2.1	Υγροποιημένο φυσικό αέριο	23
2.2.2	Μεθανόλη	24
2.2.3	Βιοκαύσιμα	27
2.2.4	Πράσινη Αμμωνία	29
2.2.5	Υδρογόνο	30
2.3	Ενεργειακή πυκνότητα ναυτιλιακών καυσίμων	31
2.4	Τεχνολογίες χρήσης ναυτιλιακών καυσίμων	33
2.4.1	Κινητήρες για υγρά καύσιμα	33
2.4.2	Μπαταρίες	34
2.4.3	Λύσεις υβριδικών μπαταριών	35
2.4.4	Λύσεις κυψελών καυσίμου	35
<b>3</b>	<b>Διαδικασία παραγωγής υδρογόνου</b>	36
3.1	Παραγωγή Υδρογόνου	36
3.1.1	Χρωματικό φάσμα του υδρογόνου	36
3.2	Οι διάφορες μέθοδοι παραγωγής Υδρογόνου	38
3.2.1	Παραγωγή υδρογόνου από ορυκτά καύσιμα	39
3.2.2	Παραγωγή υδρογόνου από ανανεώσιμες πηγές	41
3.2.3	Ηλεκτρόλυση νερού για την παραγωγή υδρογόνου	45
<b>4</b>	<b>Αποθήκευση – Μεταφορά και Ανεφοδιασμός του Υδρογόνου</b>	54
4.1	Τεχνολογίες και μορφές αποθήκευσης υδρογόνου	54
4.1.1	Αποθήκευση καθαρού υδρογόνου	55
4.1.2	Αποθήκευση συμπιεσμένου αερίου υδρογόνου	56

4.1.3	Υγρό υδρογόνο.....	58
4.1.4	Προσρόφηση του υδρογόνου.....	60
4.1.5	Υδρίδια μετάλλων.....	62
4.1.6	Χημικά υδρίδια.....	65
4.1.7	Μεθανόλη.....	65
4.1.8	Αμμωνία.....	66
4.1.9	Μυρμηκικό οξύ.....	67
4.2	Μεταφορά υδρογόνου.....	68
4.3	Ανεφοδιασμός Υδρογόνου.....	71
<b>5</b>	<b>Εναλλακτικές τεχνολογίες για τη χρήση του υδρογόνου ως καύσιμο.....</b>	<b>72</b>
5.1	Καύση σε Μηχανές Εσωτερικής Καύσης- MEK.....	72
5.2	Χρήση υδρογόνου στους πιο αξιοσημείωτους τύπους κυψελών καυσίμου.....	74
<b>6</b>	<b>Κύκλος ζωής.....</b>	<b>81</b>
6.1	Αξιολόγηση κύκλου ζωής.....	83
6.2	Ανάλυση κόστους κύκλου ζωής.....	85
6.3	Εφαρμογή στην Ναυτιλία και στα καύσιμα.....	87
<b>7</b>	<b>Περιγραφή μελέτης περίπτωσης, συλλογή και επεξεργασία δεδομένων.....</b>	<b>89</b>
7.1	Επιλογή & Χαρακτηριστικά Πετρελαιοκίνητου Πλοίου.....	91
7.2	Δεδομένα για το κόστος καυσίμων και εκπομπών άνθρακα.....	94
7.3	Δεδομένα για τον υπολογισμό των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου.....	95
7.4	Επιλογή & Χαρακτηριστικά Υδρογονοκίνητου Πλοίου με χρήση κυψελών καυσίμου Proton exchange membrane fuel cell (PEM FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο.....	99
7.5	Επιλογή & Χαρακτηριστικά Υδρογονοκίνητου Πλοίου με χρήση κυψελών καυσίμου Solid Oxide fuel cell (SO FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο.....	100
7.6	Επιλογή & Χαρακτηριστικά Πλοίου που χρησιμοποιεί αμμωνία ως καύσιμο με χρήση κυψελών καυσίμου Solid Oxide fuel cell (SO FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο.....	100
<b>8</b>	<b>Υπολογισμοί καταναλώσεων καυσίμων.....</b>	<b>101</b>
8.1	Υπολογισμοί καταναλώσεων καυσίμου και εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου πετρελαιοκίνητου πλοίου.....	104
8.2	Υπολογισμοί καταναλώσεων καυσίμου υδρογόνου με χρήση κυψελών καυσίμου Proton exchange membrane fuel cell (PEM FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο.....	107

8.3	Υπολογισμοί καταναλώσεων καυσίμου υδρογόνου με χρήση κυψελών καυσίμου Solid Oxide fuel cell (SO FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο .....	109
8.4	Υπολογισμοί καταναλώσεων καυσίμου αμμωνίας με χρήση κυψελών καυσίμου Solid Oxide fuel cell (SO FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο .....	109
<b>9</b>	<b>Συγκριτική οικονομική ανάλυση των 4 σεναρίων .....</b>	<b>110</b>
9.1	Προσδιορισμός ετησίου καθαρού κέρδους.....	110
9.2	Αξιολόγηση επένδυσης (20 έτη) .....	115
9.3	Ανάλυση ευαισθησίας .....	124
9.4	Προοπτική του υδρογόνου ως ναυτιλιακό καύσιμο.....	127
<b>10</b>	<b>Συμπεράσματα και επόμενες μελέτες .....</b>	<b>127</b>
	<b>Βιβλιογραφία .....</b>	<b>131</b>
	Bibliography .....	131
	<b>Παράρτημα-Αναλυτικά αποτελέσματα ανάλυσης ευαισθησίας. ....</b>	<b>143</b>

## Κατάλογος πινάκων

Πίνακας 1 : Τύποι Πλοίων εφαρμογής του EEDI.....	22
Πίνακας 2 : Πλεονεκτήματα – Μειονεκτήματα μεθόδων ηλεκτρόλυσης .....	53
Πίνακας 3 : Περιγραφή και πηγές δεδομένων.....	91
Πίνακας 4 : Χαρακτηριστικά πλοίου της βάσης της μελέτης .....	91
Πίνακας 5 : Παρουσίαση υφιστάμενου δρομολογίου .....	92
Πίνακας 6 : Δεδομένα τιμών πετρελαίου τα τελευταία 4 χρόνια .....	94
Πίνακας 7 : Εκπομπές φάσης WtT για το υφιστάμενο δρομολόγιο.....	96
Πίνακας 8 : Παρουσίαση εξισώσεων υπολογισμού εκπομπών .....	98
Πίνακας 9 : Χαρακτηριστικά Υδρογονοκίνητου Πλοίου με χρήση κυψελών καυσίμου Proton exchange membrane fuel cell (PEM FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο .....	99
Πίνακας 10 : Χαρακτηριστικά Υδρογονοκίνητου Πλοίου με χρήση κυψελών καυσίμου Solid Oxide fuel cell (SO FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο.....	100
Πίνακας 11 : Χαρακτηριστικά Πλοίου που χρησιμοποιεί αμμωνία ως καύσιμο με χρήση κυψελών καυσίμου Solid Oxide fuel cell (SO FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο .....	101
Πίνακας 12 : Υπολογισμοί καταναλώσεων για το πετρελαιοκίνητο πλοίο .....	104
Πίνακας 13 : Δεδομένα υπολογισμών εκπομπών πρώτης μεθόδου.....	105
Πίνακας 14 : Υπολογισμοί εκπομπών βάσει της πρώτης μεθόδου .....	105
Πίνακας 15 : Υπολογισμοί εκπομπών βάσει πρώτης μεθόδου ανά δρομολόγιο.....	106
Πίνακας 16 : Δεδομένα και υπολογισμοί εκπομπών δεύτερης μεθόδου ανά δρομολόγιο .....	106
Πίνακας 17 : Συνολικές Εκπομπές ανα δρομολόγιο από μέσο όρο των δύο μεθόδων .....	106
Πίνακας 18 : Συνολικές εκπομπές πετρελαίου και πράσινου υδρογόνου αναλυτικά για WtT,TtW, και συνολικά για WtW.....	107
Πίνακας 19 : Χαρακτηριστικά Υφιστάμενου δρομολογίου της Νορβηγίας για προσδιορισμό κατανάλωσης του υδρογονοκίνητου πλοίου .....	108
Πίνακας 20 : Απαιτούμενη Ενέργεια Υδρογονοκίνητου πλοίου για υφιστάμενο δρομολόγιο της Ελλάδας.....	108
Πίνακας 21 : Υπολογισμός Κατανάλωσης υδρογονοκίνητου Πλοίου για το υφιστάμενο δρομολόγιο της Ελλάδας .....	108
Πίνακας 22 : Κόστη ρυπογόνων αερίων .....	111
Πίνακας 23 : Δεδομένα για κόστη ηλεκτρικής ενέργειας και πράσινου υδρογόνου	112

Πίνακας 24 : Αναλυτικά CAPEX για τα 4 σενάρια .....	116
Πίνακας 25 : Αναλυτικά ετήσια έξοδα για τα 4 σενάρια .....	117
Πίνακας 26 : Ετήσια ποσοστά δικαιωμάτων εκπομπών CO <sub>2</sub> .....	121
Πίνακας 27 : Ετήσια έσοδα από εισιτήρια για τα 4 σενάρια .....	121
Πίνακας 28 : Ετήσιο Καθαρό κέρδος για τα 4 σενάρια .....	123
Πίνακας 29 : Οικονομικοί δείκτες 4 σεναρίων.....	123
Πίνακας 30 : Εισροές ανάλυσης ευαισθησίας.....	125

## Κατάλογος εικόνων – σχημάτων

Σχήμα 1 : Σύγκριση αύξησης της θερμοκρασίας των περιόδων 1970-1974 και 2017-2021 .....	16
Σχήμα 2 : Σύγκριση αύξησης της θερμοκρασίας από το 1880-2021 και του μέσου όρου της περιόδου 1951-1980 .....	17
Σχήμα 3 : Κανονισμοί για τα Nox από το 2000 έως σήμερα .....	20
Σχήμα 4 : Ποσοστά πλοίων σε λειτουργία με χρήση εναλλακτικών καυσίμων .....	25
Σχήμα 5 : Ποσοστά παραγγελιών πλοίων τα οποία χρησιμοποιούν εναλλακτικά καύσιμα.....	26
Σχήμα 6 : Ιδιότητες βασικότερων ναυτιλιακών καυσίμων .....	26
Σχήμα 7 : Ροές διεργασιών βιοκαυσίμων και βιομεθανίου .....	27
Σχήμα 8 : Διάγραμμα ροής παραγωγής πράσινης αμμωνίας .....	29
Σχήμα 9 : Διάγραμμα ροής παραγωγής πράσινου υδρογόνου .....	30
Σχήμα 10 : Ογκομετρική ενεργειακή πυκνότητα ναυτιλιακών καυσίμων .....	32
Σχήμα 11 : Ενέργεια ανά όγκο δεξαμενών αποθήκευσης των καυσίμων .....	33
Σχήμα 12 : Αποδόσεις συστημάτων πρόωσης .....	35
Σχήμα 13 : Τα τρία βασικά χρώματα ανάλογα με τις εκπομπές άνθρακα για την ταξινόμηση των μεθόδων παραγωγής υδρογόνου [Germescheidt, R.L., Moreira, D.E., Yoshimura, R.G., Gasbarro, N.P., Datti, E., dos Santos, P.L. and Bonacin, J.A., 2021].	37
Σχήμα 14 : Χρωματικοί κώδικες παραγωγής υδρογόνου. Σύγκριση των διάφορων διεργασιών παραγωγής ανάλογα με τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, το περιβαλλοντικό αποτύπωμα και την καθαρότητα του παραγόμενου υδρογόνου [Germescheidt, R.L., Moreira, D.E., Yoshimura, R.G., Gasbarro, N.P., Datti, E., dos Santos, P.L. and Bonacin, J.A., 2021] .....	38
Σχήμα 15 : Μέθοδοι παραγωγής υδρογόνου [Νικολαΐδης και Πούλικας 2017] .....	39
Σχήμα 16 Κεντρικός δέκτης / πύργος ανιδραστήρα με ηλιοστάτες [Energy efficiency & renewable energy <a href="https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production">https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production</a> ] .....	43
Σχήμα 17 : Σχηματική απεικόνιση της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης του νερού [Kumar and Himabindu 2019] .....	48
Σχήμα 18 : Διάγραμμα εφαρμογών ενός βιώσιμου ενεργειακού συστήματος που βασίζεται στην ηλεκτρόλυση στερεού οξειδίου. [Bi, L., Boulfrad, S. and Traversa, E., 2014] .....	49
Σχήμα 19 Σχηματική απεικόνιση της ηλεκτρόλυσης του νερού μέσω στερεού οξειδίου. [Kumar and Himabindu 2019] .....	50



Σχήμα 20 : Σχηματική απεικόνιση της μικροβιακής ηλεκτρόλυσης του νερού. [Kumar and Himabindu 2019] .....	51
Σχήμα 21 : Σχηματική απεικόνιση της ηλεκτρόλυσης του νερού μέσω πολυμερούς μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων. [Kumar and Himabindu 2019] .....	52
Σχήμα 22 : Κατηγοριοποιημένη ταξινόμηση τεχνολογιών αποθήκευσης του υδρογόνου .....	55
Σχήμα 23 : Διάφορες πτυχές των διαφορετικών μεθόδων μεταφοράς και διανομής του υδρογόνου .....	71
Σχήμα 24 : Πιθανά συστήματα εσωτερικής καύσης που περιέχουν υδρογόνο .....	73
Σχήμα 25 : Διεργασία καύσης με πρόσμιξη υδρογόνου σε κινητήρα diesel .....	73
Σχήμα 26 : Εν πλω ενσωματωμένο σύστημα κυψελών πολυμερούς μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων καυσίμου υδρογόνου. [Perčić, M., Vladimir, N., Jovanović, I. and Koričan, M., 2022].....	78
Σχήμα 27 : Εν πλω ενσωματωμένο σύστημα κυψελών στερεού οξειδίου καυσίμου υδρογόνου .....	79
Σχήμα 28 : Εν πλω ενσωματωμένο σύστημα κυψελών στερεού οξειδίου καυσίμου αμμωνίας .....	80
Σχήμα 29 : Στάδια κύκλου ζωής ενός προϊόντος .....	82
Σχήμα 30 : Φάσεις αξιολόγησης κύκλου ζωής.....	84
Σχήμα 31 : Φάσεις αξιολόγησης κόστους κύκλου ζωής .....	86
Σχήμα 32 : Ανάλυση βασικών παραμέτρων της αξιολόγησης κύκλου ζωής καυσίμων στα πλοία .....	87
Σχήμα 33 : Αναπαράσταση των φάσεων του κύκλου ζωής ενός καυσίμου για τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου.....	88
Σχήμα 34 : Αναπαράσταση των διεργασιών παραγωγής υδρογόνου ανάλογα με το χρωματικό φάσμα.....	88
Σχήμα 35 : Συνολική ροή WtW φάσης για τη χρήση MGO,LNG,H2 ως ναυτιλιακά καύσιμα.....	89
Σχήμα 36 : Διάγραμμα ειδικής κατανάλωσης καυσίμου .....	93
Σχήμα 37 : Διάγραμμα τιμών δικαιωμάτων εκπομπών άνθρακα περιόδου 2009-2023 .....	95
Σχήμα 38 : Μεθοδολογία υπολογισμού εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου βάσει της LCA .....	102
Σχήμα 39 : Μεθοδολογία υπολογισμού κόστους κύκλου ζωής βάσει της LCCA.....	103
Σχήμα 40 : Οικονομικά αποτελέσματα των τεσσάρων σεναρίων .....	124

## **Συντομογραφίες**

IMO - International Maritime Organization

NO<sub>x</sub> - Nitrogen Oxide

SO<sub>x</sub> - Sulfur Oxide

EEDI - Energy Efficiency Design Index

SEEMP - Ship Energy Efficiency Management Plan

PEMFC - Proton Exchange Membrane Fuel Cell

SOFC - Solid oxide Fuel Cell

GHG - Greenhouse Gas Emissions

NASA - National Aeronautics and Space Administration

GISS - Goddard Institute for Space Studies

MARPOL - International Convention for the Prevention of Pollution from Ships

ETS – Emissions trading system

ECAS - Emission Control Areas

MEPC - Marine Environment Protection Committee of the International Maritime Organization

HFO - Heavy Fuel Oil

CO<sub>2</sub> – Carbon Dioxide

EIAPP - Engine International Air Pollution Prevention Certificate

LNG – Liquefied Natural Gas

CCS - Carbon Capture and Storage

MI - Methanol Institute

DNV-GL - Det Norske Veritas-Germanischer Lloyd

HVO - Hydrotreated Vegetable Oil

FAME - Fatty Acid Methyl Ester

BIO-LNG - Βιομεθάνιο

CH<sub>4</sub> - Μεθάνιο

CMA CGM - Compagnie Maritime d'Affrètement - Compagnie Générale Maritime

UECC - United European Car Carriers

DSGC - Digital Supply Chain for Sustainable Development Goals

PV – Photovoltaic  
SCR - Selective Catalytic Reduction  
SMR - Steam Methane Reformation  
VLSFO - Very Low Sulfur Fuel Oil  
ATR - Autothermal Methane Reformation  
PEC - Photoelectrochemical  
AWE - Alkaline water electrolysis  
SOE - Solid Oxide electrolysis  
MEC - Microbial electrolysis  
PEM - Proton exchange membrane  
OER - Oxygen Evolution Reaction  
HER - Hydrogen Evolution Reaction  
YSZ – Yttria stabilized zirconia  
TBC - thermal barrier coating  
MFC - Microbial Fuel Cells  
MOFs - Metal-Organic Frameworks  
THF - Τετραυδροφουράνιο  
TMA - Τριμεθυλαμίνη  
DMEA - Διμεθυλαιθυλαμίνη  
TEA - Τριμεθυλαμίνη  
CH<sub>3</sub>OH - Μεθανόλη  
NH<sub>3</sub> - Αμμωνία  
HCOOH - Μεθανικό (Μυρμηκικό) οξύ  
CO - Μονοξείδιο του άνθρακα  
GH<sub>2</sub> - Αέριο υδρογόνο  
LH<sub>2</sub> - Υγρό υδρογόνο  
CAPEX - Capital expenditures  
OPEX - Operational expenditures  
EGR - Exhaust Gas Recirculation

FC - Fuel Cell  
AFC - Alkaline Fuel Cell  
DMFC - Direct Methanol Fuel Cell  
PAFC - Phosphoric Acid Fuel Cell  
MCFC - Molten Carbonate Fuel Cell  
HSC – Highspeed Craft  
LCA - Life Cycle Assessment  
ISO - International Organization for Standardization  
LCCA - Life-Cycle Cost Analysis  
LCI - Life-Cycle Inventory  
LCIA - Life Cycle Impact Assessment  
LCC - Life Cycle Cost  
MGO - Marine Gas Oil  
MCR - Maximum Continuous Rating  
SLOC - Specific Lubricating Oil Consumption  
USD - United States Dollar  
EU - European Union  
CE - Centrum voor Energievraagstukken  
PM - Particular Matter  
WtT - Well to Tank  
TtW - Tank to Wake  
WtW - Well to Wake  
LCV - Low calorific value  
LHV - Low heating value  
SFOC – Specific Fuel Oil Consumption  
BSFC - Brake Specific Fuel Consumption  
LF - Load Factor  
EF - Emission Factor  
FC - Fuel Consumption

AS - Actual speed

MS - Maximum speed

MAX - Maximum

NPV - Net Present Value

Cfc - Cost for fuel consumption

Cloc - Cost for lubricating oil consumption

Cemissions - Cost of emissions

NOK - Norwegian Krone

EUR - Euro

FCH-JU - Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking

DC - DC – Direct Current-Direct Current

ROI - Return Of Investment

## Περίληψη

Η παρούσα διπλωματική εργασία έχει ως πρωταρχικό της στόχο τη διερεύνηση της χρήσης του υδρογόνου ως ναυτιλιακό καύσιμο. Πιο αναλυτικά, θα διερευνηθεί ο τρόπος αλλά και το εκτιμώμενο δυναμικό παραγωγής, οι υποδομές, η δραστηκή μείωση ρύπων σε όλο τον κύκλο ζωής του, καθώς επίσης και το εκτιμώμενο κόστος που συνοδεύει την εφαρμογή του. Για να μπορέσει να επιτευχθεί ο παραπάνω σκοπός πραγματοποιήθηκε εκτενής βιβλιογραφική επισκόπηση αλλά και μια μελέτη περίπτωσης.

Πιο συγκεκριμένα, η βιβλιογραφική επισκόπηση εστιάζει κατά βάση στο νομικό και κανονιστικό πλαίσιο που ισχύει τόσο σε ναυτιλιακό επίπεδο όσο και ευρύτερα, καθώς επίσης και στη διαδικασία παραγωγής και τη διαθεσιμότητα του υδρογόνου. Παράλληλα, μελετάται και το πετρέλαιο ως ναυτιλιακό καύσιμο, ώστε να αποτελέσει περίπτωση βάσης για τη σταδιακή υιοθέτηση του υδρογόνου.

Όσον αφορά τη μελέτη περίπτωσης, ο βασικός στόχος της είναι η εξέταση των εκπομπών ρύπων και το συνολικό λειτουργικό κόστος, συμπεριλαμβανομένου του κόστους των δικαιωμάτων διοξειδίου του άνθρακα για τέσσερα διαφορετικά σενάρια, η σύγκριση των οποίων μπορεί να δώσει μια εκτίμηση για το πιθανό όφελος από τη χρήση του υδρογόνου. Τα τέσσερα σενάρια αποτελούνται i) από την αποκλειστική χρήση πετρελαίου, ii) από την αποκλειστική χρήση υδρογόνου σε δύο διαφορετικούς τύπους κυψελών καυσίμου και iii) από τη χρήση αμμωνίας αρχικά και μετέπειτα του υδρογόνου. Αναφέρεται επίσης ότι η μελέτη περίπτωσης αφορά ένα συγκεκριμένο ταχύπλοο καταμαράν το οποίο εκτελεί ένα από τα ναυτικά δρομολόγια της Ελλάδας στο οποίο και χρησιμοποιήθηκαν πραγματικά δεδομένα για τους υπολογισμούς. Για το δεύτερο σενάριο χρησιμοποιήθηκε το υδρογονοκίνητο πλοίο AERO 42 H<sub>2</sub> της Νορβηγίας, ώστε να υλοποιηθεί τελικά η σύγκριση για όλα τα σενάρια. Για την υλοποίηση της σύγκρισης δημιουργήθηκε μοντέλο που συνδυάζει τη μέθοδο αξιολόγησης του κύκλου ζωής (LCA) και τη μέθοδο ανάλυσης του κόστους κύκλου ζωής (LCCA).

Επιπλέον, στην παρούσα διπλωματική εργασία έγιναν αξιολογήσεις των επενδύσεων και για τα τέσσερα σενάρια, μιας και αποτελεί ένα αναγκαίο βήμα για την μετάβαση των πλοίων στο υδρογόνο. Παράλληλα, για την διαχείριση του εύρους που χαρακτηρίζει ορισμένες μεταβλητές του μοντέλου πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας, ώστε να εξετασθούν ευρύτερα οι περιοχές των τιμών στις οποίες η χρήση του υδρογόνου είναι ωφέλιμη. Αξίζει να αναφερθεί ότι τα αποτελέσματα παρουσιάζουν ιδιαίτερο ενδιαφέρον, καθώς το υδρογόνο φαίνεται να διαθέτει περισσότερα θετικά στοιχεία έναντι του πετρελαίου. Μάλιστα, η ταυτόχρονη σημαντική αύξηση στις τιμές των δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα δύναται να διαδραματίσει καταλυτικό ρόλο στην τελική επιλογή και χρήση των καυσίμων. Επίσης, μιας και αναμένεται αυξητική τάση στο κόστος, φαίνεται πως το υδρογόνο μπορεί να είναι μία λύση στην κατεύθυνση της απανθρακοποίησης και να προτιμηθεί μελλοντικά έναντι των υπολοίπων εναλλακτικών καυσίμων τόσο λόγω της μείωσης των εκπομπών αερίων αλλά και των οικονομικών ωφελειών.

## 1 Εισαγωγή

Από την αρχαιότητα, ο άνθρωπος ασχολείται με την καινοτομία και την προαγωγή νέων τεχνολογιών. Σε ορισμένες περιπτώσεις, αν και οι αναπτύξεις αποδείχθηκαν αποτελεσματικές τα μακροπρόθεσμα αρνητικά αποτελέσματα στο περιβάλλον δεν λήφθηκαν υπόψη.

Επί του παρόντος, οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (GHG) στην ατμόσφαιρα οφείλονται κατά κύριο λόγο στην ανεξέλεγκτη χρήση ορυκτών καυσίμων τα οποία αποτελούν απειλή για το περιβάλλον και ως εκ τούτου επηρεάζουν την αλλαγή του κλίματος (Hites, 2006). Επιπλέον, η αυξανόμενη ζήτηση ενέργειας οδήγησε σε αύξηση των τιμών των συμβατικών καυσίμων, εκθέτοντας σε κίνδυνο τις οικονομίες εξαρτημένων χωρών από τις εισαγωγές ορυκτών καυσίμων.

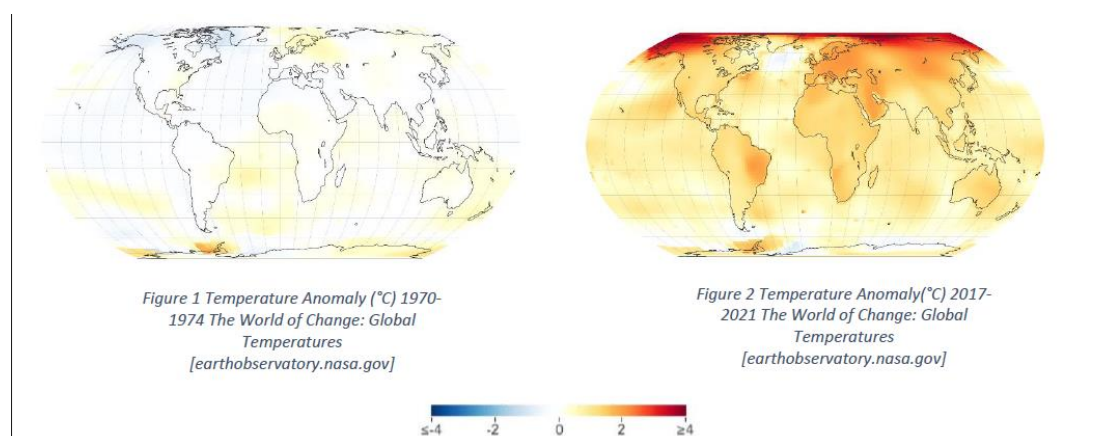
Η παγκόσμια ζήτηση ενέργειας αυξάνεται σημαντικά λόγω της αύξησης του πληθυσμού και της βιομηχανικής εξέλιξης. Είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι ο παγκόσμιος πληθυσμός έχει αυξηθεί κατά 2 δισεκατομμύρια μόνο σε μια γενιά, με την αύξηση αυτή να προέρχεται από τις αναπτυσσόμενες χώρες. Αυτό έχει οδηγήσει στην εξάντληση των διαθέσιμων πόρων που υπάρχουν στον πλανήτη (Shafiee, Toral, 2009). Η αποτροπή μιας ενεργειακής κρίσης αποτελεί μία από τις πλέον επείγουσες προκλήσεις του 21<sup>ου</sup> αιώνα. Μάλιστα, διάφορες χώρες σε όλο τον κόσμο έχουν τις δικές τους στρατηγικές, σχέδια, πολιτικές και μέτρα ελέγχου για να εδραιώσουν τη θέση τους στον παγκόσμιο χάρτη.

Είναι γνωστό ότι το οικοσύστημα ρυπαίνεται σοβαρά λόγω της εκπομπής διαφόρων αερίων που παράγονται από την καύση ορυκτών καυσίμων, τα οποία είναι ευρέως διαθέσιμα και συχνά χρησιμοποιούνται για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών σε όλο τον κόσμο. Επομένως, η εισαγωγή μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δεν θα επαρκούσε απόλυτα για την κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης, δεδομένου ότι αυτές δύναται να εξαντληθούν ενώ ταυτόχρονα αποτελούν περιορισμένες πηγές ενέργειας (Christopher Koroneos Thomas Spachos, Nikolaos Moussiopoulos, 2001). Όλες οι χώρες θα πρέπει να είναι σε θέση να χρησιμοποιούν πόρους για την ανάκτηση ενέργειας με σκοπό τη δημιουργία ενός περιβάλλοντος που συμβάλλει στην επιβίωση του ανθρώπου για μεγάλο χρονικό διάστημα. Ωστόσο, δεν ακολουθείται η εν λόγω πρακτική επαρκώς, καθώς πολλές χώρες βασίζονται σε πηγές ενέργειας που εξαντλούνται και αποφεύγουν τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Επιπλέον, η συνεχής χρήση τους μπορεί να συμβάλει αρνητικά στην αλλαγή του κλίματος, η οποία με τη σειρά της θα οδηγήσει στην εμφάνιση μείζονων φυσικών καταστροφών στα οικοσυστήματα του πλανήτη (P. Schou, 2000).

Καθίσταται σαφές ότι πολλές διαμάχες που οδηγούν σε καταστροφές ξεσπούν ανάμεσα σε χώρες καθώς οι κυρίαρχες τείνουν να αποκτούν πρόσβαση σε άλλους τόπους που είναι πλούσιοι σε αποθέματα ορυκτών καυσίμων. Πράγματι, το πιο πρόσφατο παράδειγμα είναι ο συνεχιζόμενος πόλεμος μεταξύ της Ουκρανίας και της Ρωσίας που οφείλεται στη διαρκή και αυξανόμενη ζήτηση για ενέργεια και φυσικούς

πόρους. Πιο συγκεκριμένα, οι λόγοι του εν λόγω πολέμου αποδίδονται στο ότι αν η Ρωσία λάβει τα ενεργειακά αποθέματα της Ουκρανίας θα διαθέτει τα δεύτερα μεγαλύτερα αποθέματα φυσικού αερίου στην Ευρώπη, αξίας άνω του ενός τρισεκατομμυρίου δολαρίων. Αξίζει επίσης να συμπληρωθεί στα παραπάνω και η διάθεση πετρελαίου και πετρελαιοειδών αξίας 400 δισεκατομμυρίων δολαρίων, καθώς και ένα μεγάλο μέρος του κάρβουνου της Ουκρανίας, που αποτελεί την έκτη μεγαλύτερη αποθεματική βάση στον κόσμο. Επιπλέον, η Ρωσία θα συγκροτούσε μια εξαιρετική γεωπολιτική πλεονεκτική θέση με λιμάνια στη Μαύρη Θάλασσα και τη Θάλασσα του Αζοφούς, τοποθετώντας τη Ρωσία στο κέντρο της παγκόσμιας εφοδιαστικής αλυσίδας της ενέργειας για τις τεράστιες αγορές της Ευρώπης και της Ασίας στο εγγύς μέλλον (Jokull Johannesson , David Clowes, 2022).

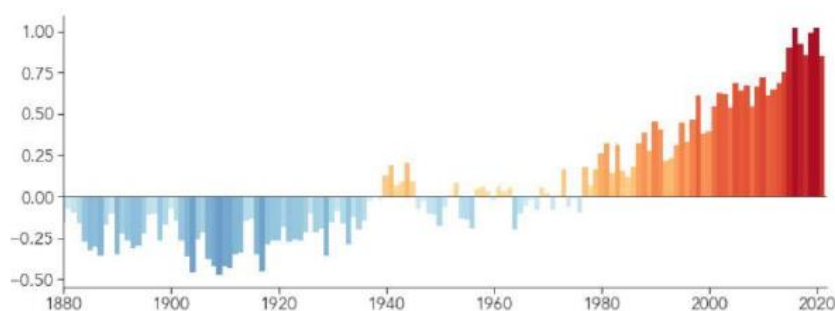
Όσον αφορά το αποτέλεσμα που προκαλείται από τα αέρια του θερμοκηπίου αυτό είναι η αύξηση των θερμοκρασιών στην ατμόσφαιρα της Γης, η οποία έχει αυξηθεί αρκετά από την εποχή της Βιομηχανικής Επανάστασης. Ενώ η φυσική μεταβλητότητα παίζει σημαντικό ρόλο, τα περισσότερα στοιχεία υποδηλώνουν ότι οι ανθρώπινες δραστηριότητες και συγκεκριμένα οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου που παγιδεύουν τη θερμότητα είναι κατά κύριο λόγο υπεύθυνες για τον προσανατολισμό του πλανήτη μας προς τη θερμότερη κατεύθυνση. Σύμφωνα με μια διαρκή ανάλυση της θερμοκρασίας που διενεργούν επιστήμονες στο Ινστιτούτο Goddard της NASA για τις διαστημικές μελέτες (GISS), η μέση παγκόσμια θερμοκρασία στη Γη έχει αυξηθεί τουλάχιστον κατά 1,1°C (1,9°F) από το 1880. Η μεγαλύτερη μερίδα της αύξησης έχει σημειωθεί από το 1975 και έπειτα σε ρυθμό περίπου 0,15 έως 0,20°C ανά δεκαετία, όπως φαίνεται στο Σχήμα 1. Οι χάρτες παρακάτω δείχνουν ανωμαλίες στις θερμοκρασίες μεταξύ των ετών 1970-1974 και 2017-2021, μέσω των οποίων είναι εμφανές το αντίκτυπο που έχουν οι ανθρώπινες δραστηριότητες στον πλανήτη. Επισημαίνεται ότι δεν είναι οι απόλυτες θερμοκρασίες αλλά οι αλλαγές από τον κανονικό μέσο όρο για κάθε περιοχή [NASA, Εθνικός Οργανισμός Διαστήματος και Αεροναυτικής Διαστημικής Έρευνας, Ινστιτούτο Goddard για Μελέτες του Διαστήματος].



Σχήμα 1 : Σύγκριση αύξησης της θερμοκρασίας των περιόδων 1970-1974 και 2017-2021



Η παγκόσμια υπερθέρμανση, που είναι συνώνυμη με την κλιματική αλλαγή ορίζεται ως η δραστική αλλαγή της θερμοκρασίας τα τελευταία χρόνια σε σύγκριση με την ιστορική τάση. Αυτή η τάση θα συνεχιστεί και αναμένεται να επιδεινωθεί αν τα κράτη δεν υιοθετήσουν τα απαραίτητα μέτρα για την προστασία του πλανήτη. Ορισμένα από αυτά είναι ο περιορισμός των εκπομπών αερίων, η ελαχιστοποίηση των πηγών τους καθώς και η υιοθέτηση προληπτικών λύσεων. Μια από τις λύσεις είναι η περαιτέρω ανάπτυξη της τεχνολογίας των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, η επέκταση της χρήσης τους, η προώθηση των επενδύσεων σε διάφορα και πιο υγιή καύσιμα και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας καθώς και η ελαχιστοποίηση της κατασκευής ρυπογόνων αντικειμένων. Επισημαίνεται ότι οι μελλοντικές πηγές ενέργειας πρέπει να λειτουργούν χωρίς άνθρακα και να είναι ανανεώσιμες για τη μακροπρόθεσμη αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και τη μείωση της εξάρτησης από τις εισαγωγές πετρελαίου (Lund Henrik, 2007).



Σχήμα 2 : Σύγκριση αύξησης της θερμοκρασίας από το 1880-2021 και του μέσου όρου της περιόδου 1951-1980

## 2 Η στρατηγική του Διεθνούς Ναυτιλιακού Οργανισμού (ΙΜΟ) για τη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου από πλοία

### 2.1 Κανονισμοί για τα ναυτιλιακά καύσιμα

Η παγκόσμια προσέγγιση για την αντιμετώπιση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου από τη ναυτιλιακή βιομηχανία οδήγησε στην ίδρυση του Διεθνούς Ναυτιλιακού Οργανισμού (ΙΜΟ), ο οποίος είναι ένας εξειδικευμένος οργανισμός των Ηνωμένων Εθνών για την ασφάλεια και την προστασία της ναυτιλίας και την πρόληψη της θαλάσσιας και ατμοσφαιρικής ρύπανσης από τα πλοία.

Ο αρχικός σκοπός του ΙΜΟ ήταν η πρόληψη της θαλάσσιας ρύπανσης από το πετρέλαιο, με αποτέλεσμα την υιοθέτηση της πρώτης σύμβασης το 1973, της Διεθνούς Σύμβασης (MARPOL). Η σύμβαση αυτή τροποποιήθηκε ώστε να συμπεριλάβει σχετικές πρακτικές για την αντιμετώπιση της ατμοσφαιρικής ρύπανσης και των εκπομπών από τα πλοία, με αποκορύφωμα την εισαγωγή του παραρτήματος

VI το 1997. Πρέπει να αναφερθεί ότι έχει τροποποιηθεί πολλές φορές με το πέρασμα των χρόνων προκειμένου να ευθυγραμμιστεί με την αυξημένη ευαισθητοποίηση σχετικά με τις αρνητικές επιπτώσεις των αερίων του θερμοκηπίου.

Η ναυτιλία είναι υπεύθυνη για το 90% του παγκόσμιου εμπορίου και σύμφωνα με τον ΟΗΕ κάθε χρόνο αυξάνεται περίπου κατά 4%. Ένα σημαντικό στοιχείο που συχνά δεν λαμβάνεται υπόψη είναι ότι η ανάπτυξη του παγκόσμιου εμπορίου αυξάνει και τις εκπομπές ρύπων. Ενδεικτικά, η 3η μελέτη του IMO για τα αέρια του θερμοκηπίου προβλέπει αύξηση των ναυτιλιακών εκπομπών μεταξύ 50% και 250% μέχρι το 2050. Παρόλο που δεν υπάρχει μια λύση που να είναι εφαρμόσιμη σε όλο τον κλάδο της ναυτιλίας, θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν καύσιμα μηδενικών και χαμηλών εκπομπών άνθρακα, παράλληλα με την τεχνική λειτουργική ενεργειακή απόδοση και βελτιωμένη χρήση των πόρων. Φυσικά, ο IMO συμμετέχει ενεργά στην παγκόσμια προσέγγιση για την περαιτέρω ενίσχυση της ενεργειακής απόδοσης των πλοίων και την εφαρμογή μέτρων για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου από τα πλοία. Σε συνδυασμό με άλλες στρατηγικές πολιτικές από διεθνείς οργανισμούς και κυβερνήσεις, όπως το σύστημα εμπορίας εκπομπών (ETS) που ανέθεσε η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) και η στρατηγική για τις επενδύσεις από ομάδες δράσης που συγκροτούνται από τον ιδιωτικό τομέα, θα μπορούσαν να επιτευχθούν οι στόχοι του IMO (Adam Forsyth, 2022).

### 2.1.1 Ρύθμιση NO<sub>x</sub> , SO<sub>x</sub>

Το αρχικό παράρτημα VI της MARPOL που θεσπίστηκε το 2000 από τον IMO περιόριζε τη χρήση νιτρώδους οξειδίων (NO<sub>x</sub>) καθώς και των οξειδίων του θείου (SO<sub>x</sub>) και απαγόρευσε τη χρήση συγκεκριμένων ουσιών εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου (GHG), όπως οι χλωροφθοράνθρακες. Αυτός ο αρχικός κανονισμός περιόρισε την περιεκτικότητα του καυσίμου σε SO<sub>x</sub> στο 3,5% καθώς και την εκπομπή NO<sub>x</sub> σε 17 g/kWh για πλοία με ονομαστικές στροφές του κινητήρα 130 στροφές ανά λεπτό ή λιγότερο και 9,8 g/kWh για πλοία με ονομαστικές στροφές του κινητήρα των 2.000 στροφών ανά λεπτό ή περισσότερο. Στα χρόνια που ακολούθησαν, ο IMO συνέχισε να επικαιροποιεί κανονισμούς σε μια προσπάθεια να μειώσει τις εκπομπές SO<sub>x</sub> και NO<sub>x</sub> (IMO Tier II και Tier III) .

Ως αποτέλεσμα, η ναυτιλιακή βιομηχανία εκπέμπει πλέον 80% λιγότερα NO<sub>x</sub> και 89% λιγότερα SO<sub>x</sub> από ό,τι πριν θεσπιστεί ο αρχικός κανονισμός του 2000. Είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι ο αρχικός κανονισμός και οι μεταγενέστερες τροποποιήσεις δεν κατάφεραν να περιορίσουν τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Μάλιστα, σύμφωνα με τον τέταρτο κανονισμό για τα αέρια του θερμοκηπίου, οι εκπομπές από τη ναυτιλιακή βιομηχανία ξεπέρασαν το ένα δισεκατομμύριο τόνους ετησίως το 2018. Από την 1<sup>η</sup> Ιανουαρίου 2020 τα πλοία επιτρέπεται να χρησιμοποιούν μόνο καύσιμα με πολύ χαμηλή περιεκτικότητα σε θείο σύμφωνα με τους κανόνες που θεσπίζει ο

IMO. Το νέο όριο της περιεκτικότητας σε οξείδιο του θείου ( $SO_x$ ) είναι 0,5% σε σύγκριση με το προηγούμενο όριο του 3,5% και ο IMO εκτιμά ότι αυτό θα οδηγήσει σε ετήσια παγκόσμια μείωση περίπου 8,5 εκατομμυρίων μετρικών τόνων  $SO_x$ , μειώνοντάς το κατά 77%.

Αξίζει επίσης να σημειωθεί ότι υπάρχουν αυστηρότεροι κανονισμοί (όριο 0,10% στο  $SO_x$ ) στα καύσιμα πλοίων για περιοχές όπως η Βαλτική Θάλασσα, η Βόρεια Θάλασσα, η Καραϊβική και η περιοχή της Βόρειας Αμερικής, συμπεριλαμβανομένων των καθορισμένων παράκτιων περιοχών που έχουν χαρακτηριστεί από τον IMO ως περιοχές ελέγχου εκπομπών (ECAS). Η μείωση των εκπομπών  $SO_x$  θα περιορίσει τα περιστατικά όξινης βροχής και άλλων μορφών ατμοσφαιρικών ρύπων που είναι επιβλαβείς για την υγεία του πληθυσμού, ιδίως στα λιμάνια που βρίσκονται κοντά σε περιοχές με υψηλή συγκέντρωση πληθυσμού. Εξάλλου, το  $SO_x$  έχει συνδεθεί με το άσθμα, τις πνευμονικές και καρδιοαναπνευστικές παθήσεις και τους πρόωρους θανάτους. Μάλιστα, σε μελέτη που πραγματοποιήθηκε στη Φινλανδία, η οποία και υποβλήθηκε στην επιτροπή προστασίας του θαλάσσιου περιβάλλοντος του IMO (MEPC) διαπιστώθηκε ότι εάν δεν υπήρχαν περιορισμοί στα επίπεδα  $SO_x$  από το 2020, η ατμοσφαιρική ρύπανση από τα πλοία θα συνέβαλε σε περίπου 570.000 επιπλέον πρόωρους θανάτους παγκοσμίως πριν από το τέλος του 2025.

Σύμφωνα με τα παραπάνω στοιχεία, κρίνεται σημαντικό οι ναυτιλιακές εταιρείες να συμμορφωθούν με τους νέους κανονισμούς. Για παράδειγμα, τα πλοία θα πρέπει να μειώσουν την περιεκτικότητα των καυσίμων σε  $SO_x$  στο 0,5% είτε μέσω ανάμειξης καυσίμων ή με τη χρήση εναλλακτικών πηγών καυσίμων, όπως το υγροποιημένο φυσικό αέριο ή τα βιοκαύσιμα. Μια άλλη επιλογή θα ήταν να συνεχίσουν να λειτουργούν με περιεκτικότητα καυσίμου  $SO_x$  έως 3,5%, αλλά θα είναι απαραίτητο να εγκαταστήσουν κατάλληλο σύστημα ή καθαριστή καυσαερίων εγκεκριμένο από τον IMO. Για παράδειγμα, η ανάμειξη μαζούτ έχει υπάρξει μια επιτυχημένη επιλογή μετάβασης για πολλές ναυτιλιακές εταιρείες, προκειμένου να συμμορφωθούν με τον νέο κανονισμό.

Επιπρόσθετα, τα διυλιστήρια είναι σε θέση να αναμειγνύουν το πετρέλαιο με υψηλή περιεκτικότητα σε  $SO_x$  με εναλλακτικό πετρέλαιο χαμηλής περιεκτικότητας σε  $SO_x$ , προκειμένου να επιτευχθεί ένα περισσότερο συμβατό καύσιμο πετρελαίου με τους κανονισμούς που θεσπίζει ο IMO. Ενώ αυτή η επιλογή έχει εκτιμηθεί ότι θα κοστίζει επιπλέον 300 \$/mt έως 500 \$/mt, δεδομένης της ιδιαίτερης χαμηλής τιμής του πετρελαίου στις αρχές του 2020, η μετάβαση για τους φορτωτές ήταν λιγότερο αποδιοργανωτική από ό,τι αναμενόταν. Η εγκατάσταση των καθαριστών ήταν αποτελεσματική, καθώς επιτρέπει στους φορτωτές να συνεχίσουν να χρησιμοποιούν βαρέα καύσιμα και να διατηρούν τα επίπεδα  $SO_x$  εντός του απαιτούμενου ορίου του 0,5%. Μέχρι τα μέσα του 2020, ο IMO ανέφερε ότι είχαν εγκριθεί 2.359 συστήματα για αυτή τη συμβατή εναλλακτική μέθοδο. Αρχικά, ένα μικρό ποσοστό πλοίων λειτουργούσε με εναλλακτικές πηγές καυσίμων, όπως το υγροποιημένο Φυσικό Αέριο (ΥΦΑ), αλλά το ποσοστό αυτό έχει αυξηθεί σημαντικά καθώς οι ναυτιλιακές εταιρείες αγοράζουν νέα πλοία που μπορούν να λειτουργήσουν με ΥΦΑ. Η χρήση του μειώνει

τις εκπομπές SO<sub>x</sub> και NO<sub>x</sub> κατά 90% και 80% αντίστοιχα αλλά και τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα κατά 20% έως 25% σε σχέση με το HFO (το υπόλειμμα από τη διαδικασία απόσταξης και πυρόλυσης του πετρελαίου). Ενώ πρόκειται για μια καλή μεταβατική επιλογή για τις ναυτιλιακές προκειμένου να ανταποκριθούν στις απαιτήσεις του IMO για τα SO<sub>x</sub> και συγχρόνως να μειώσει τα επίπεδα CO<sub>2</sub>, δεν παύει να αποτελεί ορυκτό καύσιμο και επομένως από τη φύση του η επίδρασή του στην απαλλαγή της ναυτιλιακής βιομηχανίας από τον άνθρακα θα είναι περιορισμένη. Ο έλεγχος των εκπομπών NO<sub>x</sub> επιτεύχθηκε από τον IMO μέσω της έκδοσης μιας οδηγίας για τις μηχανές Διεθνούς Πιστοποιητικού Πρόληψης της Ρύπανσης του Αέρα (EIAPP) με ισχύ πέντε ετών.

Το σχήμα 3 παρουσιάζει λεπτομερώς την εξέλιξη των κανονισμών και των τροποποιήσεων του αρχικού παραρτήματος VI από το Ιανουάριο του 2000 έως τις πιο πρόσφατες τροποποιήσεις του κανονισμού για τα NO<sub>x</sub> τον Ιανουάριο του 2016 (Adam Forsyth, 2022).

### NO<sub>x</sub> limits under MARPOL

Tier	Ship construction date on or after	Total weighted cycle emission limit (g/kWh)		
		n = engine's rated speed (rpm)		
		n < 130	n = 130 - 1999	n ≥ 2000
I	01-Jan-00	17	$45 \cdot n^{(-0.2)}$ e.g., 720 rpm – 12.1	9.8
II	01-Jan-11	14.4	$44 \cdot n^{(-0.23)}$ e.g., 720 rpm – 9.7	7.7
III	01-Jan-16	3.4	$9 \cdot n^{(-0.2)}$ e.g., 720 rpm – 2.4	2

Source: IMO

Σχήμα 3 : Κανονισμοί για τα NO<sub>x</sub> από το 2000 έως σήμερα

#### 2.1.2 Εκπομπή των αερίων του θερμοκηπίου

Πέραν της απόφαση του IMO να περιορίσει την περιεκτικότητα των SO<sub>x</sub> και NO<sub>x</sub> στα καύσιμα των πλοίων έχουν επίσης πρόσφατα υιοθετηθεί νέες πολιτικές για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG) στο 50% έως το 2050. Τα αέρια του θερμοκηπίου που προέρχονται από τη ναυτιλιακή βιομηχανία δεν αποτελούσαν προηγουμένως κυβερνητική προτεραιότητα, καθώς η ναυτιλία είχε εξαιρεθεί από τον υπολογισμό των διεθνών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στο πλαίσιο των

κλιματικών συμφωνιών του ΟΗΕ και συνεπώς δεν αποτελούσε υποχρέωση για τις κυβερνήσεις.

Η αρχική στρατηγική του IMO για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου περιλάμβανε τα ακόλουθα:

- Μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> ανά μεταφορικό έργο, κατά μέσο όρο σε ολόκληρη τη διεθνή ναυτιλία, κατά τουλάχιστον 40% έως το 2030, με στόχο το 70% έως το 2050, σε σύγκριση με το 2008.
- Για πρώτη φορά μείωση των συνολικών ετήσιων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου από τη διεθνή ναυτιλία κατά τουλάχιστον 50% έως το 2050 σε σύγκριση με το 2008, με ταυτόχρονη στροφή του ενδιαφέροντος προς τις εναλλακτικές πηγές ενέργειας για την επίτευξη μείωσης των εκπομπών CO<sub>2</sub> με συνέπεια τους στόχους της συμφωνίας του Παρισιού (Adam Forsyth, 2022).

### 2.1.3 Δείκτης ενεργειακής απόδοσης σχεδίασης (Energy Efficiency Design Index, EEDI)

Τα νέα αυτά μέτρα της στρατηγικής του IMO προς την κατεύθυνση της απανθρακοποίησης θα απαιτούν από τα πλοία να μειώνουν την εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα μέσω ενός υποχρεωτικού συστήματος αξιολόγησης. Έτσι, όλα τα πλοία θα πρέπει να υπολογίζουν την ενεργειακή τους απόδοση βάσει του δείκτη ενεργειακής απόδοσης υφιστάμενου πλοίου (EEDI, Energy Efficiency Design Index), ακολουθώντας τεχνικά μέσα για τη βελτίωσή της και για την καθιέρωση του ετήσιου λειτουργικού τους δείκτη έντασης άνθρακα και της βαθμολογίας CII.

Ο δείκτης έντασης άνθρακα συνδέει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου με την ποσότητα του μεταφερόμενου φορτίου κατά τη διανυόμενη απόσταση. Η διπλή αυτή προσέγγιση του δείκτη έντασης και της βαθμολογίας αποσκοπεί στην αντιμετώπιση τόσο των τεχνικών (πώς το πλοίο εκσυγχρονίζεται και εξοπλίζεται) όσο και των επιχειρησιακών μέτρων (τρόπος λειτουργίας του πλοίου). Ο δείκτης ενεργειακής απόδοσης υφιστάμενου πλοίου (EEDI) απαιτείται να υπολογίζεται για κάθε πλοίο, καθώς δείχνει την ενεργειακή απόδοσή του σε σύγκριση με μια βασική γραμμή ενώ ταυτόχρονα βασίζεται σε έναν απαιτούμενο συντελεστή μείωσης (εκφρασμένο ως ποσοστό σε σχέση με το EEDI).

Το EEDI για τα νέα πλοία είναι μια σημαντική τεχνική μέτρησης και στοχεύει στην προώθηση της χρήσης εξοπλισμού και μηχανών που είναι πιο ενεργειακά αποδοτικά (λιγότεροι ρύποι). Οι απαιτήσεις του EEDI ισχύουν για νεοκατασκευαζόμενα πλοία που διανύουν διεθνείς διαδρομές και ανήκουν στους ακόλουθους τύπους πλοίων που παρουσιάζονται στον πίνακα 1:

VESSEL TYPES	
Bulk Carriers	Combination carriers
Container Ships	Cruise passenger ships
Gas Carriers	General cargo ships
LNG carriers	Refrigerated cargo carriers
Roll on roll off cargo ships	Roll-on, Roll-off passenger ships
Tankers	Vehicle carriers

Πίνακας 1 : Τύποι Πλοίων εφαρμογής του EEDI

Αυτοί οι τύποι πλοίων ευθύνονται για το 85% περίπου των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) της διεθνούς ναυτιλίας. Ο Δείκτης Ενεργειακής Απόδοσης Σχεδίασης (EEDI), διαμορφωμένος για τα νέα πλοία, είναι ένας δείκτης που εκτιμά τα γραμμάρια διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) ανά μονάδα μεταφοράς έργου (γραμμάρια CO<sub>2</sub> ανά τόνο καυσίμου το μίλι). Μπορεί να εκφραστεί ως ο λόγος του «περιβαλλοντικού κόστους» διαιρεμένου με το «Όφελος για την Κοινωνία» ή με άλλα λόγια «Εκπομπές CO<sub>2</sub>» διαιρεμένες με το «Έργο Μεταφοράς».

Είναι μια συνάρτηση:

- Της εγκατεστημένης ισχύος
- Της ταχύτητας του πλοίου
- Του φορτίου που μεταφέρει

Ο βασικός στόχος του EEDI είναι να αποτελεί μια απλή και ευρέως προσαρμόσιμη υπολογιστική μέθοδο και να ενθαρρύνει τις προσπάθειες όλων των εμπλεκόμενων μερών για τη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub>, αντανακλώντας την ενεργειακή απόδοση ενός πλοίου στην πραγματική χρήση του. Επιπλέον, ενθαρρύνει τη συνεχή τεχνική ανάπτυξη όλων των στοιχείων του πλοίου που επηρεάζουν την εκπομπή καυσαερίων και κάνει διάκριση μεταξύ τεχνικών και σχεδιαστικών μέτρων αλλά και λειτουργικών και εμπορικών μέτρων.

#### 2.1.4 Σχέδιο διαχείρισης ενεργειακής απόδοσης πλοίου ( Ship Energy Efficiency Management Plan, SEEMP)

Οι ανωτέρω προτάσεις αφορούν τα πλοία ολικής χωρητικότητας 5.000 τόνων και άνω που θα έχουν καθορίσει τον απαιτούμενο ετήσιο λειτουργικό δείκτη έντασης άνθρακα (CII). Ο δείκτης έντασης άνθρακα προσδιορίζει τον ετήσιο συντελεστή μείωσης που απαιτείται για να εξασφαλισθεί η συνεχής βελτίωσή του εντός ενός συγκεκριμένου επιπέδου αξιολόγησης. Ο πραγματικός ετήσιος λειτουργικός δείκτης CII που επιτυγχάνεται (επιτυχής ετήσιος λειτουργικός δείκτης CII) απαιτείται να τεκμηριώνεται και να επαληθεύεται σε σχέση με τον απαιτούμενο ετήσιο λειτουργικό δείκτη CII. Αυτό θα επιτρέψει τον προσδιορισμό της επιχειρησιακής βαθμολογίας

έντασης άνθρακα. Η βαθμολογία θα είναι σε κλίμακα – βαθμολογία λειτουργικής έντασης άνθρακα A, B, C, D ή E – που υποδηλώνει: σημαντικά ανώτερο, λιγότερο ανώτερο, μέτριο, λιγότερο κατώτερο ή κατώτερο επίπεδο επιδόσεων αντιστοίχως. Το επίπεδο επιδόσεων θα καταγράφεται στο Ship Energy Efficiency Management του πλοίου (σχέδιο διαχείρισης ενεργειακής απόδοσης, SEEMP) και σύμφωνα με τον κανονισμό 22 του Παραρτήματος VI της σύμβασης MARPOL θα πρέπει να το διαθέτουν όλα τα πλοία. Το SEEMP είναι μια λειτουργική μέτρηση που θεσπίζει ένα μηχανισμό για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης ενός πλοίου με οικονομικά αποδοτικό τρόπο.

Επισημαίνεται πως ένα πλοίο που έχει βαθμολογηθεί με Δ ή E για τρία συνεχόμενα έτη, θα πρέπει να υποβάλει διορθωτική δράση ή σχέδιο για να παρουσιάσει πώς θα επιτευχθεί ο απαιτούμενος δείκτης (Γ ή άνω). Διοικήσεις, λιμενικές αρχές και άλλοι ενδιαφερόμενοι φορείς, κατά περίπτωση, ενθαρρύνονται να παρέχουν κίνητρα σε πλοία με βαθμολογία A ή B, ενώ ο IMO έχει επισημάνει ότι θα επιβληθούν κυρώσεις στα πλοία που έχουν βαθμολογηθεί με Δ και E από το 2025 και έπειτα αν και οι αυτό παραμένει θέμα προς συζήτηση από τον IMO.

Επιπλέον, αν οι ναυτιλιακές εταιρείες ευθυγραμμιστούν σε μια πορεία μηδενικών εκπομπών, η ναυτιλιακή βιομηχανία δε θα χρειάζεται να βασίζεται σε κανονισμούς, κυβερνητικές πολιτικές ή δημόσιες επενδύσεις της αγοράς, καθώς θα μπορεί η ίδια να οδηγηθεί στο καθαρό μηδέν. Στοιχεία του γεγονότος αυτού είναι ήδη ορατά, με περισσότερες από 150 επιχειρήσεις στον τομέα της ναυτιλίας, των ενεργειακών υποδομών και των χρηματοοικονομικών τομέων να υπογράφουν στον συνασπισμό του Παγκόσμιου Ναυτιλιακού Φόρουμ για την επίτευξη του μηδενικού στόχου.

## 2.2 Υγρά καύσιμα χαμηλών / μηδενικών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα

### 2.2.1 Υδροποιημένο φυσικό αέριο

Το υδροποιημένο φυσικό αέριο (LNG) θεωρείται από πολλούς στη ναυτιλιακή βιομηχανία ως το ιδανικό μεταβατικό καύσιμο για την απαλλαγή της ναυτιλίας από τον άνθρακα. Παρόλο που το LNG είναι ορυκτό καύσιμο, προσφέρει πολλά περιβαλλοντικά οφέλη σε σύγκριση με τα παραδοσιακά ναυτιλιακά καύσιμα και μπορεί να παραχθεί με χαμηλό κόστος, αντίθετα με τα υπόλοιπα εναλλακτικά καύσιμα χαμηλών εκπομπών άνθρακα. Η αυξανόμενη δημοτικότητα μεταξύ των ναυλωτών οφείλεται σε μεγάλο βαθμό στην ικανότητά του να ελαχιστοποιεί τη μακροπρόθεσμες επιπτώσεις των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και στο ότι ανταποκρίνεται στις βραχυπρόθεσμες κανονιστικές απαιτήσεις που εφαρμόζει ο IMO.

Με τον αρχικό στόχο μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 40% που έχει θέσει ο IMO για το 2030, η μετάβαση σε LNG μπορεί να παρέχει στη ναυτιλιακή βιομηχανία άμεση μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα κατά 23% και μάλιστα με ελάχιστες αλλαγές στην υποδομή και την τεχνολογία των μηχανών. Αυτό δημοσιεύθηκε σε ανεξάρτητη μελέτη που ανέθεσε ο βιομηχανικός συνασπισμός SEA-LNG. Επιπλέον, η μετάβαση σε LNG μειώνει τις εκπομπές SOx και σωματιδίων κατά 90% και τις εκπομπές NOx κατά 80% σε σύγκριση με το HFO και θα επιτρέψει στα πλοία να μειώσουν τον δείκτη EEDI και τον δείκτη έντασης άνθρακα κατά 20% περίπου. Ωστόσο, ενώ το καύσιμο LNG έχει ως αποτέλεσμα να φαίνεται ότι μειώνει το CO<sub>2</sub>, οι κινητήρες που χρησιμοποιούν LNG μπορούν να προκαλέσουν ολίσθηση μεθανίου, όπου το άκαυστο καύσιμο αποβάλλεται στα καυσαέρια.

Ενώ οι κατασκευαστές κινητήρων σημειώνουν πρόοδο για τη μείωση της έκλυσης μεθανίου, κάτι τέτοιο δεν έχει ακόμα επαληθευτεί, καθώς όχι μόνο απαιτούνται υψηλές θερμοκρασίες αλλά ταυτόχρονα τα υλικά των καταλυτών έχουν υψηλό κόστος. Επί του πλοίου, το ΥΦΑ πρέπει να βρίσκεται υπό πίεση και σε ελεγχόμενη υψηλή θερμοκρασία και αυτό απαιτείται επίσης κατά τον δεξαμενισμό. Ο πραγματικός λόγος που το LNG θεωρείται μεταβατικό καύσιμο είναι η δυνατότητα μετάβασης από το φυσικό αέριο σε βιοκαύσιμα και το συνθετικό ΥΦΑ που δείχνει μια πορεία προς το καθαρό μηδενικό αποτέλεσμα μέχρι το 2050 (Adam Forsyth, 2022).

### 2.2.2 Μεθανόλη

Η Maersk, η μεγαλύτερη ναυτιλιακή εταιρεία στον κόσμο, έδωσε παραγγελία για την κατασκευή οκτώ πλοίων μεταφοράς εμπορευματοκιβωτίων τα οποία θα είναι τα πρώτα που θα λειτουργούν με ηλεκτρονική μεθανόλη και αναμένεται να παραδοθούν το πρώτο τρίμηνο του 2024. Τα πλοία θα κατασκευαστούν από την Hyundai Heavy Industries και θα κοστίζουν 175 εκατ. δολάρια το καθένα ενώ εκτιμάται ότι θα έχουν αύξηση 10-15% σε σχέση με τις τιμές των σημερινών πλοίων που χρησιμοποιεί η εταιρεία και λειτουργούν με ορυκτά καύσιμα. Επιπροσθέτως, οι κινητήρες θα λειτουργούν με ανανεώσιμη μεθανόλη ή ηλεκτρονική μεθανόλη που θα προέρχεται από τη Δανική startup Reintegrate. Η παραγωγή της θα γίνεται μέσω της χρήσης ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης και θα συνδυάζεται με ανακυκλωμένο CO<sub>2</sub> από εγκαταστάσεις βιοαερίου μέσω CCS (carbon capture and storage).

Βέβαια όλα τα ανωτέρω δεν έχουν ακόμη χρηματοδοτηθεί και η κατασκευή δεν έχει προς το παρόν ξεκινήσει. Το παραγόμενο αέριο σύνθεσης θα χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ανανεώσιμης μεθανόλης, αν και τα νέα πλοία της Maersk θα εξακολουθούν να έχουν τη δυνατότητα να λειτουργούν με παραδοσιακά βαρέα καύσιμα στην περίπτωση που δεν θα μπορούν να προμηθευτούν μεθανόλη. Η Proman, ένας από τους μεγαλύτερους παραγωγούς μεθανόλης στον κόσμο,

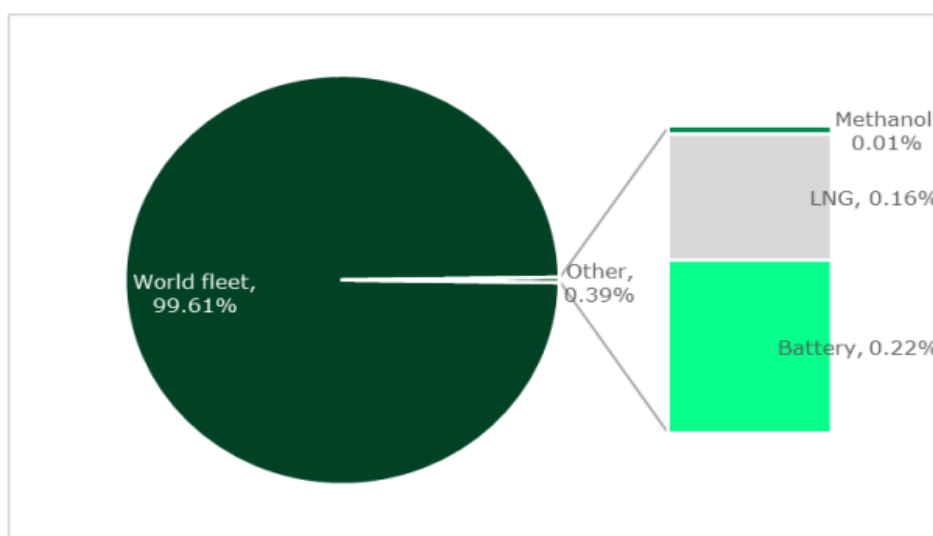


συνεργάστηκε με την Stena, ιδιωτική ναυτιλιακή εταιρεία που διαχειρίζεται 140 πλοία σε μια κοινοπραξία γνωστή ως Proman Stena Bulk. Η Proman Stena Bulk ολοκλήρωσε με επιτυχία τη δρομολόγηση του Stena Pro Patria, το πρώτο από τα τρία δεξαμενόπλοια MR διπλού καυσίμου μεθανόλης χωρητικότητας 49.900 dwt που ναυπηγούν από κοινού η Proman και η Stena Bulk στο πλαίσιο της κοινοπραξίας τους. Άλλα πέντε νέα πλοία με κινητήρα μεθανόλης έχουν συμβόλαιο να παραδοθούν άμεσα, εκ των οποίων τα δύο θα είναι Proman Stena Bulk JV και τα υπόλοιπα θα είναι πλοία που ανήκουν στην Proman και θα τα διαχειρίζεται η Stena.

Παράλληλα, υπάρχει ένας αριθμός εναλλακτικών ναυτιλιακών καυσίμων με μηδενικές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα που εξετάζονται από την παγκόσμια ναυτιλιακή βιομηχανία. Κατά τον προσδιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου των εναλλακτικών καυσίμων είναι σημαντικό να εφαρμοστεί μια προσέγγιση των εκπομπών μέσω της αξιολόγησης της πλήρους αλυσίδας εφοδιασμού και όχι μόνο των εκπομπών του ίδιου του καυσίμου. Η έννοια αυτή είναι κάτι που η Methanol Institute (MI), ο εμπορικός οργανισμός που εκπροσωπεί τη βιομηχανία μεθανόλης έχει προσδιορίσει ως επιτακτική ανάγκη κατά την εισαγωγή νέων βιομηχανικών πολιτικών για τα εναλλακτικά καύσιμα στην προσπάθεια απαλλαγής της από το αποτύπωμα του άνθρακα.

Στα παρακάτω διαγράμματα παρουσιάζεται η έρευνα της DNV-GL με δεδομένα από τα μέσα του 2020, στην οποία συνοψίζεται η απορρόφηση των εναλλακτικών καυσίμων στη ναυτιλία. Στο σύνολο του παγκόσμιου στόλου των πλοίων που βρίσκονται σε λειτουργία, το 0,39% των πλοίων λειτουργεί σήμερα με εναλλακτικά ναυτιλιακά καύσιμα και μόνο το 9,73% του χαρτοφυλακίου παραγγελιών του 2020 αφορά εναλλακτικά ναυτιλιακά καύσιμα (Adam Forsyth, 2022).

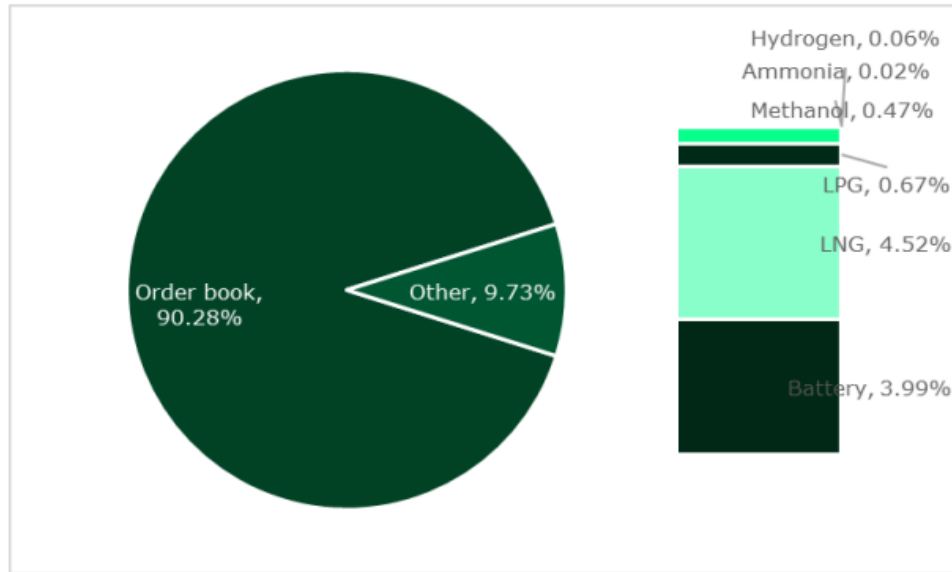
#### Alternative fuel uptake – ships in operation



Source: DNV-GL

Σχήμα 4 : Ποσοστά πλοίων σε λειτουργία με χρήση εναλλακτικών καυσίμων

## Alternative fuel uptake – ships on order



Source: DNV-GL

Σχήμα 5 : Ποσοστά παραγγελιών πλοίων τα οποία χρησιμοποιούν εναλλακτικά καύσιμα

Αναφέρεται ότι οι μπαταρίες είναι κατάλληλες μόνο για μικρές αποστάσεις και οι βασικοί διεκδικητές για τις μεγαλύτερες αποστάσεις είναι το βιομεθάνιο, η αμμωνία, η μεθανόλη, και το υδρογόνο. Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα βασικά τους χαρακτηριστικά σε σύγκριση με εκείνα των κυριότερων ορυκτών καυσίμων.

### Main liquid fuel options for shipping

Fuel type	LHV	Volumetric energy density	Storage pressure	Storage temperature	Tank volume*
	[MJ/kg]	[MJ/l]	[bar]	[°C]	
Liquefied Ammonia	19	12.7	1 or 10	-34 or 20	4.1
Liquefied Hydrogen	120	8.5	1	-253	7.6
Methanol	20	15.8	1	Ambient	2.14
Methane	50	23.4	1	-162	2.3
LPG	46	25.5	1	-42	2
MGO	43	36.6	1	Ambient	1
HFO	40	35	1	Ambient	1

Source: KR (2020), Vries (2019), MAN (2019)

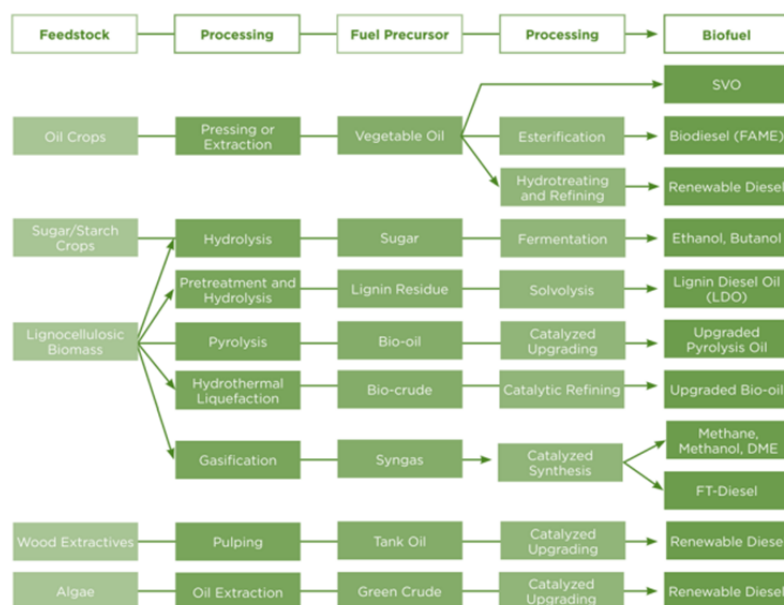
Σχήμα 6 : Ιδιότητες βασικότερων ναυτιλιακών καυσίμων

## 2.2.3 Βιοκαύσιμα

### BIOFUELS AND BIO-LNG

Bio LNG is one of several biofuel options.

#### Biofuel process streams



Source: Longspur Research, ABS

Σχήμα 7 : Ροές διεργασιών βιοκαυσίμων και βιομεθανίου

Τα βιοκαύσιμα προέρχονται κυρίως από βιομάζα που μετατρέπεται σε υγρά ή αέρια καύσιμα. Για την παραγωγή τους χρησιμοποιούνται διάφορες διεργασίες και τεχνολογίες και διακρίνονται σε βιοκαύσιμα πρώτης γενιάς που προέρχονται από φυτικά έλαια και ζωικά λίπη, σε δεύτερης γενιάς που προέρχονται από ζωικά απόβλητα και φυτικές ύλες και σε τρίτης γενιάς τα οποία προέρχονται από φύκια. Η πιο κατάλληλη μορφή βιοκαυσίμων για τη ναυτιλιακή βιομηχανία είναι τα υδρογονοκατεργασμένα φυτικά πετρελαίου (HVO), ο μεθυλεστέρας λιπαρών οξέων (FAME) γνωστός και ως βιοντίζελ και το bio-LNG (Adam Forsyth, 2022).

Είναι σημαντικό να ληφθεί υπόψη ότι κάθε πρώτη ύλη διαφέρει ως προς τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου καθιστώντας πολλές από αυτές φτωχές λύσεις χαμηλού άνθρακα. Το HVO ως εναλλακτικό ναυτιλιακό καύσιμο θεωρείται καύσιμο "drop in", που σημαίνει ότι αποτελεί άμεσο υποκατάστατο του σημερινού HFO με τη χρήση υφιστάμενων βενζινοκινητήρων. Ενώ τα μη επεξεργασμένα φυτικά έλαια δεν είναι πρακτικά ως καύσιμα "drop in", λόγω του γεγονότος ότι μειώνουν τη διάρκεια ζωής του κινητήρα από τη συσσώρευση των εναποθέσεων άνθρακα και της βλάβης στο λυπαντικό του κινητήρα, το HVO είναι ένα καύσιμο πολύ υψηλότερης ποιότητας, αφού έχει υποστεί τη διαδικασία απομάκρυνσης του οξυγόνου με τη χρήση υδρογόνου. Το FAME (ή βιοντίζελ) δεν θεωρείται καύσιμο "drop in" αλλά

αντίθετα μπορεί να αναμιχθεί με συμβατικά καύσιμα καθιστώντας το ιδανικό μεταβατικό καύσιμο, αν και η μακροπρόθεσμη χρήση του στη ναυτιλία βαθέων υδάτων είναι απίθανη.

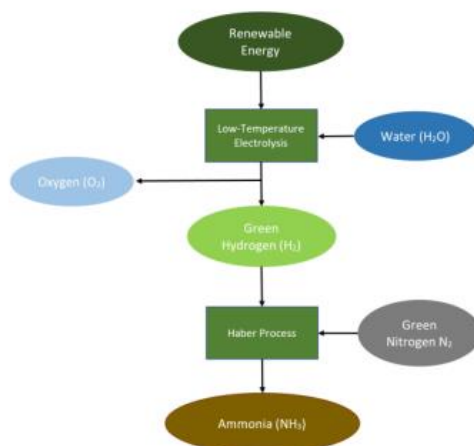
Το Bio-LNG είναι υγροποιημένο μεθάνιο ( $\text{CH}_4$ ) από βιοαέριο το οποίο παράγεται από την αναερόβια χώνευση οργανικών αποβλήτων, δηλαδή την αναερόβια μετατροπή οργανικών υποστρωμάτων σε μεθάνιο, που αποτελεί μια πολύπλοκη βιοχημική διεργασία. Εναλλακτικά, το υδρογόνο μπορεί να μεθανοποιηθεί με τη χρήση συλληφθέντος  $\text{CO}_2$  για τη δημιουργία eLNG. Εφόσον μπορεί να αποφευχθεί η διολίσθηση του μεθανίου, η καύση του ΥΦΑ απελευθερώνει μόνο διοξείδιο του άνθρακα ( $\text{CO}_2$ ) και νερό ( $\text{H}_2\text{O}$ ) στον αέρα. Δεδομένου ότι το βιο-ΥΦΑ παράγεται από βιοδιασπώμενα υλικά, το διοξείδιο του άνθρακα προέρχεται από πηγές που ούτως ή άλλως θα απελευθέρωναν  $\text{CO}_2$  σε μια φυσική διαδικασία καύσης. Επομένως, το bio-LNG είναι ένα βιώσιμο και ανανεώσιμο προϊόν που δεν προσθέτει νέο  $\text{CO}_2$  στην ατμόσφαιρα. Το βιο-LNG είναι επίσης ένα βιοκαύσιμο υψηλής ενέργειας που μπορεί να αναμειγνύεται σε οποιαδήποτε αναλογία με το ορυκτό ΥΦΑ. Το βιο-υγραέριο για τα πλοία μπορεί επίσης να μεταφέρεται και να αποθηκεύεται σε λιμάνια χρησιμοποιώντας τις υπάρχουσες υποδομές ΥΦΑ. Η χρήση του ΥΦΑ εκπέμπει σχεδόν μηδενικές εκπομπές εκπομπές  $\text{NO}_x$  και  $\text{SO}_x$  και καθόλου αιωρούμενα σωματίδια.

Τον Νοέμβριο του 2020, η Total ολοκλήρωσε τη μεγαλύτερη μέχρι σήμερα επιχείρηση δεξαμενισμού υγροποιημένου φυσικού αερίου στον κόσμο στο Ρότερνταμ, παρέχοντας 17.300 κυβικά μέτρα υγροποιημένου φυσικού αερίου στο πλοίο CMA CGM Jacques Saade, 13% του οποίου ήταν βιολογικό υγροποιημένο φυσικό αέριο. Έναν μήνα αργότερα, η UECC δεξαμενόπνευσε το Auto Energy με dropin bio-LNG, ενώ στη Φινλανδία η Gasum δεξαμενόπνευσε το πλοίο μεταφοράς ξηρού χύδην φορτίου Viikki της ESL Shipping με 100% ανανεώσιμο βιο-LNG. Ο IEA εκτιμά ότι το βιομεθάνιο (βιο-LNG σε αέρια μορφή) από βιώσιμες πρώτες ύλες στην Ευρώπη έχει τη δυνατότητα να αυξηθεί από 18 δισ. κυβικά μέτρα σε 125 δισ. κυβικά μέτρα μέχρι το 2050 - που αντιπροσωπεύει περισσότερο από το 25% της σημερινής συνολικής κατανάλωσης φυσικού αερίου της ΕΕ. Βέβαια, η τιμή του βιοαερίου παραμένει ένα σημαντικό ζήτημα. Μεταξύ Μαρτίου και Ιουνίου 2019 η Maersk και ο ολλανδικός συνασπισμός για τη βιώσιμη ανάπτυξη (DSGC) διεξήγαγαν με επιτυχία ένα πιλοτικό πρόγραμμα, στο οποίο ένα μεγάλο πλοίο Triple-E έπλευσε 25.000 ναυτικά μίλια από το Ρότερνταμ προς τη Σαγκάη και πίσω μόνο με μείγματα βιοκαυσίμων, χρησιμοποιώντας έως και 20% ανανεώσιμα βιοκαύσιμα δεύτερης γενιάς (Adam Forsyth, 2022).

## 2.2.4 Πράσινη Αμμωνία

### AMMONIA

#### Green ammonia process map



Source: Longspur Research

Σχήμα 8 : Διάγραμμα ροής παραγωγής πράσινης αμμωνίας

Η αμμωνία (NH<sub>3</sub>) είναι υγρό καύσιμο που μπορεί είτε να καεί είτε να χρησιμοποιηθεί σε κυψέλη καυσίμου ενώ μπορεί να παράγεται με τη χρήση πράσινου υδρογόνου, ανακουφίζοντας ορισμένα από τα προβλήματα της αποθήκευσης υδρογόνου. Η αμμωνία είναι κατά βάση ένας φορέας υδρογόνου, αλλά είναι αδιαμφισβήτητα καταλληλότερη ως πηγή καυσίμου, καθώς έχει μεγαλύτερη ενεργειακή πυκνότητα. Η αμμωνία παράγεται με το συνδυασμό υδρογόνου και αζώτου. Το απαιτούμενο άζωτο εξάγεται από τον αέρα μετά την υγροποίηση, ενώ το υδρογόνο παράγεται μέσω της διαδικασίας ηλεκτρόλυσης του νερού, χρησιμοποιώντας ανανεώσιμες πηγές στη διαδικασία. Η διεργασία Haber Bosch επιτρέπει την αντίδραση του αζώτου και του υδρογόνου με σκοπό να δημιουργηθεί αμμωνία.

Ένα από τα πλεονεκτήματα που έχει η αμμωνία είναι ότι είναι ήδη ένα εμπορεύσιμο αγαθό που χρησιμοποιείται για την παραγωγή λιπασμάτων. Αυτό σημαίνει ότι οι υποδομές και οι διαδικασίες που σχετίζονται με τη μεταφορά αμμωνίας υφίστανται ήδη, καθώς φορτώνεται και εκφορτώνεται συχνά από αέριο σε πλοία και αντίστροφα. Επιπλέον, η αμμωνία μπορεί να αποθηκευτεί ως υγρό στους μείον 33 βαθμούς Κελσίου σε πίεση περιβάλλοντος επί του πλοίου και στις εγκαταστάσεις του λιμένα χωρίς να απαιτούνται κρυογονικές δεξαμενές. Για το λόγο αυτό, η αμμωνία θεωρήθηκε αρχικά ως μέσο μεταφοράς καυσίμου για υδρογόνο ή φορέα υδρογόνου, καθώς μόλις μεταφερθεί μπορεί να πυρακτωθεί πίσω σε υδρογόνο. Ωστόσο, η αμμωνία δεν έχει ποτέ ανεφοδιαστεί σε δεξαμενές. Σύμφωνα με το άρθρο Ammonia

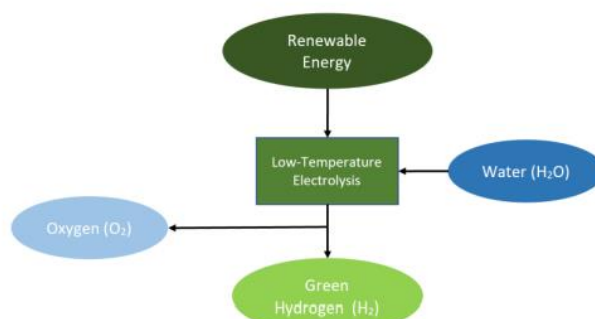
2020 της εταιρείας Haldor Topsoe, εάν το 30% της κατανάλωσης ναυτιλιακών καυσίμων αντικατασταθεί από πράσινη αμμωνία τότε 150 εκατομμύρια τόνοι αμμωνίας θα έπρεπε να παραχθούν, δεδομένης της ενεργειακής της πυκνότητάς. Χρησιμοποιώντας τη διαδικασία της ηλεκτρόλυσης ή της τεχνολογίας σύνθεσης θα χρειαζόνταν 1500TWh ανανεώσιμης ενέργειας για να παραχθεί αυτή η ποσότητα πράσινης αμμωνίας. Για να γίνει αυτό κατανοητό, η τελική παραγωγή ενέργειας θα μπορούσε να επιτευχθεί με την εγκατάσταση 200 GW αιολικής ενέργειας και 200 GW ηλιακής ενέργειας φωτοβολταϊκών (PV) σε περιοχές με καλούς αιολικούς και ηλιακούς πόρους.

Ενώ κατά την παραγωγή της πράσινης αμμωνίας δεν εκπέμπεται διοξείδιο του άνθρακα εξακολουθεί να υπάρχει αβεβαιότητα σχετικά με τις εκπομπές N<sub>2</sub>O και την ολίσθηση της αμμωνίας μετά την καύση, όπου αντί το καύσιμο να αναμιγνύεται με αέρα πριν εισέλθει στον θάλαμο καύσης εγχέεται απευθείας. Το N<sub>2</sub>O ή οξείδιο του αζώτου είναι ένα σημαντικό αέριο του θερμοκηπίου και εκπέμπεται κατά την καύση της αμμωνίας. Όπως και με τη μεθανόλη, η αρχή καύσης των κινητήρων ME-LGIM της MAN βασίζεται στον κύκλο ντίζελ, οι οποίοι μπορούν να μετασκευαστούν ώστε να λειτουργούν με αμμωνία με μικρές τροποποιήσεις στο σύστημα παροχής καυσίμου. Τα συστήματα άμεσου ψεκασμού υψηλής πίεσης που χρησιμοποιούνται στους κινητήρες DF, όπως ο MAN ME-LGIM και ME-LGIP, μπορούν να εγχύσουν καύσιμο σε βέλτιστα επίπεδα και να αποφευχθεί η ολίσθηση αμμωνίας. Τέλος, όπως και με τη μεθανόλη, οι κινητήρες διπλού καυσίμου της MAN δεν θα απαιτούν επιλεκτική καταλυτική μείωση (SCR) για την απομάκρυνση των NO<sub>x</sub> από τα καυσαέρια. Οι κινητήρες αμμωνίας αναμένεται να είναι διαθέσιμοι έως το 2025 (Adam Forsyth, 2022).

## 2.2.5 Υδρογόνο

### HYDROGEN

#### Green hydrogen process map



Source: Longspur Research

Σχήμα 9 : Διάγραμμα ροής παραγωγής πράσινου υδρογόνου

Το υδρογόνο παράγεται επί του παρόντος μέσω της ατμοσφαιρικής αποσύνθεσης του μεθανίου. Η ατμοσφαιρική αποσύνθεση του μεθανίου (Steam Methane Reformation - SMR) απαιτεί μεγάλο ποσό ενέργειας ενώ παράγει σημαντικό ποσό CO<sub>2</sub>. Ενώ η δέσμευση και η αποθήκευση άνθρακα (Carbon Capture and Storage - CCS) αποτελεί μια επιλογή για τη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> δημιουργώντας το "μπλε" υδρογόνο, είναι αρκετά δαπανηρό και δεν εξαλείφει πλήρως τις εκπομπές. Το "πράσινο" υδρογόνο παράγεται μέσω της ηλεκτρόλυσης, διαχωρίζοντας το νερό σε υδρογόνο και οξυγόνο με τη χρήση ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αναλύεται σε επόμενο κεφάλαιο. Αυτή η διαδικασία δεν παράγει CO<sub>2</sub>, εφόσον η ηλεκτρική ενέργεια προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές όπως ο αέρας, το ηλιακό φως, η υδροηλεκτρική και η γεωθερμική ενέργεια. Μετά την παραγωγή, το υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την κίνηση πλοίου με διάφορους τρόπους. Η πλέον επιθυμητή μέθοδος, από την άποψη των εκπομπών, είναι η χρήση ενός ευθύγραμμου κινητήρα σχεδιασμένου για υδρογόνο ή ενός ηλεκτρικού κινητήρα με κυψέλες καυσίμου. Κάποια πλοία λειτουργούν ήδη με ηλεκτροκίνηση που τροφοδοτείται από πετρέλαιο, άρα η ηλεκτρική επιλογή υπάρχει ήδη, παρέχοντας δυνατότητα αναβάθμισης. Προηγμένες κυψέλες καυσίμου, όπως η υψηλής θερμοκρασίας κυψέλη PEM της Advent Technologies μπορούν να επιτύχουν αναμόρφωση μεθανόλης, υγροποιημένου φυσικού αερίου ή αμμωνίας, αντί να εξαρτώνται αποκλειστικά από καθαρό υδρογόνο. Εναλλακτικά, το υδρογόνο μπορεί να καεί σε έναν εσωτερικό κινητήρα καύσης, αλλά η ανεπάρκεια αυτής της μεθόδου είναι ότι παράγεται NO<sub>x</sub> στον αέρα που αποτελείται κυρίως από άζωτο. Υπάρχει βέβαια η δυνατότητα τοποθέτησης συσκευής δέσμευσης μετά τον κινητήρα για την αφαίρεση των NO<sub>x</sub>, αλλά αυτή είναι ακόμα μια μη δοκιμασμένη τεχνολογία.

Το πρώτο πλοίο που χρησιμοποίησε υδρογόνο ναυπηγήθηκε στο πλαίσιο του έργου Hydronville στο Βέλγιο και αφορά ένα μικρό φέρι με δεκαέξι επιβάτες που πραγματοποιεί δρομολόγια μεταξύ Kruikebeke και Antwerp στο Βόρειο Βέλγιο. Το έργο υφίσταται εδώ και τρία χρόνια, χρησιμοποιώντας ένα υβριδικό κινητήρα και μέχρι στιγμής φαίνεται να έχει επιτυχία. Η μεγαλύτερη πρόκληση για τη χρήση του υδρογόνου σε ταξίδια μεγάλων αποστάσεων είναι η δυσκολία του να αποθηκευτεί σε σύγκριση με τα συμβατικά καύσιμα πετρελαίου. Γενικά, το υδρογόνο δεν μπορεί απλώς να αντικαταστήσει το τρέχον καύσιμο στο σημερινό σύστημα, καθώς για να αποθηκευτεί στο πλοίο ως υγρό θα χρειαστεί να παραμένει παγωμένο σε θερμοκρασίες περίπου -253°C, απαιτώντας βαριές κρυογενείς δεξαμενές που καταλαμβάνουν πολύτιμο χώρο (Adam Forsyth, 2022).

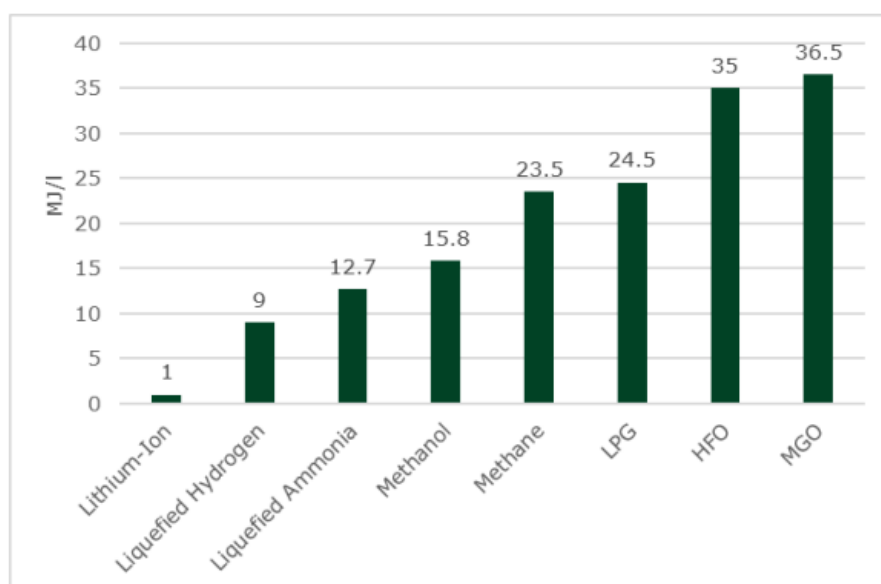
### 2.3 Ενεργειακή πυκνότητα ναυτιλιακών καυσίμων

Η ενεργειακή πυκνότητα των καυσίμων μεταφοράς είναι σημαντική κατά την αξιολόγηση της λύσης αποθήκευσης που απαιτείται για να αποτελέσουν τα καύσιμα μια ρεαλιστική επιλογή για τη ναυτιλία μεγάλων αποστάσεων. Όσο υψηλότερη είναι

η ενεργειακή πυκνότητα του καυσίμου, τόσο περισσότερη ενέργεια μπορεί να αποθηκευτεί ή να μεταφερθεί για την ίδια ποσότητα όγκου.

Αναλυτικότερα, το μαζούτ πολύ χαμηλής περιεκτικότητας σε θείο (VLSFO) είναι το καύσιμο που χρησιμοποιείται από τους περισσότερους ναυλωτές στις περιοχές ελέγχου εκπομπών, καθώς συμμορφώνεται με τους πιο πρόσφατους κανονισμούς του IMO χωρίς τη χρήση μονάδας αποθειωτή. Η ογκομετρική ενεργειακή πυκνότητα είναι υψηλή, 39,4 (MJ/l). Το υγραέριο και το υγροποιημένο φυσικό αέριο έχουν χαμηλότερη ογκομετρική ενεργειακή πυκνότητα στα 24,5 (MJ/l) και 21,6 (MJ/l) αντίστοιχα, με το LNG να παρέχει το πλεονέκτημα του 12% σε σύγκριση με το VLSFO, ενώ το υγραέριο παρέχει μόνο 2,7% μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub>. Από τα δυνητικά διαθέσιμα καύσιμα χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, τα βιοκαύσιμα έχουν την υψηλότερη ενεργειακή πυκνότητα, ανάλογα με την πηγή, στα 20 MJ/l. Η μεθανόλη παράγεται από ορυκτά καύσιμα, ανακτημένο CO<sub>2</sub> ή ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια και έχει ογκομετρική ενεργειακή πυκνότητα 15,8 MJ/l. Η αμμωνία έχει υψηλότερη ενεργειακή πυκνότητα από το υδρογόνο καθιστώντας την ενδεχομένως πιο κατάλληλη από το υδρογόνο ως πηγή καυσίμου, αλλά τα χαρακτηριστικά της χαμηλής αναφλεξιμότητας καθώς και η χαμηλή της θερμαντική αξία απαιτούν πιλοτική έγχυση καυσίμου για την έναρξη της διαδικασίας καύσης. Η υγρή αμμωνία έχει ενεργειακή πυκνότητα 11,5 MJ/l σε σύγκριση με το 8,5 MJ/l για το υγρό υδρογόνο. Η τεχνολογία μπαταριών έχει τη χαμηλότερη ενεργειακή πυκνότητα μεταξύ των εναλλακτικών λύσεων και αυτό σε συνδυασμό με τους περιορισμούς στην εμβέλεια καθιστά την τεχνολογία μπαταριών ανέφικτη για τη ναυτιλία μεγάλων αποστάσεων σε βαθιά θάλασσα.

### Volumetric energy density



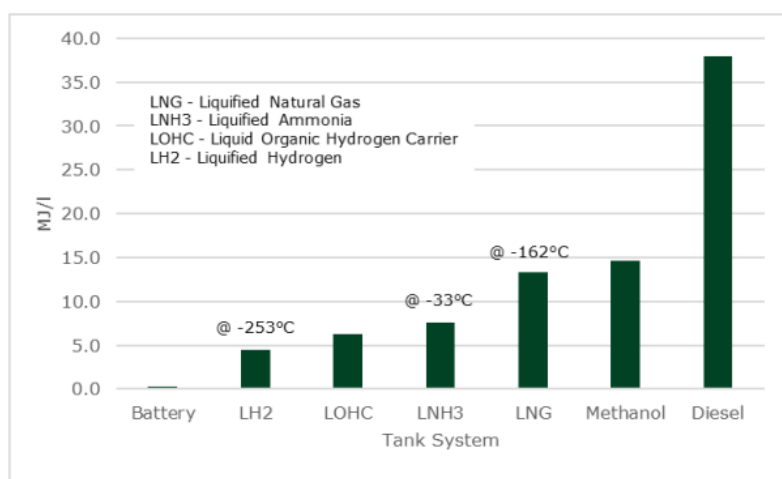
Source: Longspur Research

Σχήμα 10 : Ογκομετρική ενεργειακή πυκνότητα ναυτιλιακών καυσίμων



Η ενεργειακή πυκνότητα είναι μόνο ένα μέρος της ιστορίας. Όταν ένα καύσιμο απαιτεί ψύξη ή συμπίεση, ο χώρος που καταλαμβάνεται από τον σχετικό εξοπλισμό ψύξης μειώνει την καθαρή μεταφορική ικανότητα του σκάφους, πέραν αυτής που απαιτείται για την αποθήκευση του καυσίμου (Adam Forsyth, 2022).

### Energy per volume of tank system



Source: Methanol Institute

Σχήμα 11 : Ενέργεια ανά όγκο δεξαμενών αποθήκευσης των καυσίμων

## 2.4 Τεχνολογίες χρήσης ναυτιλιακών καυσίμων

### 2.4.1 Κινητήρες για υγρά καύσιμα

Τα ανωτέρω καύσιμα μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε εμβολοφόρους κινητήρες συνήθως στα συστήματα παροχής καυσίμου με μεγαλύτερο ή μικρότερο βαθμό τροποποίησης. Οι μεγάλοι κατασκευαστές εργάζονται σε κινητήρες έτοιμους για μεθανόλη και αμμωνία, με τις μονάδες μεθανόλης να είναι ήδη σε λειτουργία. Κινητήρες για καύση αμμωνίας παραμένουν υπό ανάπτυξη και αναμένεται να είναι έτοιμες έως το 2025. Ο καθιερωμένος δίχρονος κινητήρας της MAN χρησιμοποιείται με μεθανόλη με έγχυση υγρού αερίου (LGI) ως πρόσθετο χαρακτηριστικό. Η τροποποίηση του κινητήρα παρέχει ένα πρόσθετο πλεονέκτημα: ότι δεν απαιτείται τεχνολογία επιλεκτικής καταλυτικής αναγωγής (SCR) για την απομάκρυνση των NO<sub>x</sub> καυσαερίων μέσω της διαδικασίας με την οποία το νερό αναμιγνύεται στη μεθανόλη κατά τη διάρκεια της καύσης.

Η παραπάνω διαδικασία επιτρέπει στη μεθανόλη να πληροί τον κανονισμό NO<sub>x</sub> IMO Tier III χωρίς την πρόσθετη επεξεργασία που απαιτείται για τα ορυκτά καύσιμα. Η MAN B&W έχει επίσης αναπτύξει έναν πρόσθετο κινητήρα διπλού καυσίμου που

μπορεί να λειτουργεί με οποιονδήποτε τύπο μεθανόλης, καθώς και με ανάμειξη μεθανόλης με ΗFO. Έτσι οι πλοιοκτήτες αποκτούν τη δυνατότητα για μετάβαση στην πράσινη μεθανόλη, καθώς οι τιμές των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας γίνονται πιο ανταγωνιστικές και παράλληλα δίνει στους δυνητικούς επενδυτές την πρόσθετη ασφάλεια ότι υπάρχει ευελιξία καυσίμου σε τυχόν περίπτωση έλλειψης. Η Wartsila έχει μετασκευάσει τετράχρονους κινητήρες μεθανόλης, χρησιμοποιώντας την τεχνολογία ψεκασμού καυσίμου common rail, οι οποίοι λειτουργούν με επιτυχία από το 2015 στο πλοίο Stena Germanica που εκτελεί δρομολόγια μεταξύ Κιέλου και Γκέτεμποργκ. Η Rolls Royce αναπτύσσει επίσης έναν τετράχρονο κινητήρα μεθανόλης υπό την επωνυμία MTU.

#### 2.4.2 Μπαταρίες

Τα αμιγώς ηλεκτρικά θαλάσσια σκάφη διαθέτουν πολλαπλά πλεονεκτήματα καθώς είναι αθόρυβα, φιλικά προς το περιβάλλον, χωρίς εκπομπές ρύπων ή κινδύνους διαρροής πετρελαίου και έχουν μειωμένο κόστος συντήρησης. Ωστόσο, η χρήση μπαταριών στα πλοία μπορεί επίσης να είναι μια δύσκολη αγορά με πολλαπλές προκλήσεις όπως:

- Περιορισμένη εμβέλεια σε σχέση με το μέγεθος της τράπεζας μπαταριών, όπου το βάρος μπορεί να αθροιστεί και να ξεπερνά το μέγιστο βάρος μεταφοράς του πλοίου.
- Η εμβέλεια μπορεί να βελτιωθεί με τη χρήση γεννήτριας, ωστόσο η ταχύτητα περιορίζεται από το μέγεθος του φορτιστή μπαταριών και η γεννήτρια μπορεί να αποτελέσει πηγή εκπομπών.
- Τα συστήματα μπαταριών με ηλεκτρονικά εξαρτήματα σε ένα σκάφος είναι επιρρεπή στη διάβρωση και «απαιτείται» να αποδείξουν ότι είναι ασφαλή και αξιόπιστα σε ένα εχθρικό περιβάλλον.
- Η βαθιά εκφόρτιση των μπαταριών μπορεί να προκαλέσει βλάβη και αστοχία που δεν μπορεί να διαγνωστεί εύκολα.
- Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου είναι ιδιαίτερα ευάλωτες σε θερμική διαφυγή, όπου υπερφόρτιση, υπερεκφόρτιση, υπερβολική θερμοκρασία, βραχυκύκλωμα, σύνθλιψη και διείδυση καρφιών. Αυτά μπορούν να οδηγήσουν σε καταστροφική αστοχία, συμπεριλαμβανομένης της ρήξης της θήκης, του ηλεκτρολύτη και της διάβρωσης του, διαρροή υγρών και πυρκαγιά που είναι δύσκολο να σβήσει.
- Η φόρτιση επηρεάζεται από το γεγονός ότι βρίσκεται στο "τέλος του δικτύου" και συχνά σε δομημένες περιοχές.

Σήμερα, με την τρέχουσα τεχνολογία μπαταριών, όλα τα ηλεκτρικά σκάφη χρησιμοποιούνται κυρίως για μικρότερες αποστάσεις στα λιμάνια και την ακτοπλοΐα και συνεπώς αντιπροσωπεύουν ένα μικρό ποσοστό της παγκόσμιας ναυτιλιακής αγοράς.

### 2.4.3 Λύσεις υβριδικών μπαταριών

Επί του παρόντος, η πλειονότητα των λύσεων ναυτικής πρόωσης τροφοδοτείται από κινητήρες ντίζελ που χρησιμοποιούν υπολειμματικό μαζούτ, το οποίο αντιπροσωπεύει το 78% όλων των θαλάσσιων συστημάτων πρόωσης. Σε ένα συμβατικό θαλάσσιο σύστημα πρόωσης, ένας κινητήρας ντίζελ παρέχει ισχύ μέσω ενός κιβωτίου ταχυτήτων στον άξονα της προπέλας. Επειδή όλα τα πλοία χρειάζονται επίσης μια πηγή ηλεκτρικής ενέργειας για την τροφοδοσία της θέρμανσης, φωτισμού και άλλων συστημάτων, ένας ή περισσότεροι πρόσθετοι κινητήρες ντίζελ κινούν γεννήτριες για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το βοηθητικό φορτίο μπορεί να αντιπροσωπεύει περίπου το 25% της συνολικής απαιτούμενης ισχύος. Όταν η ευελιξία του πλοίου είναι σημαντική, χρησιμοποιούνται ντιζελοηλεκτρικά συστήματα με ηλεκτρικούς κινητήρες που κινούνται από γεννήτριες ντίζελ. Οι κινητήρες ντίζελ μετατρέπουν την ενέργεια του καυσίμου σε χρήσιμη ενέργεια στην προπέλα, με τη συνολική απόδοση να αγγίζει περίπου το 24%. Τα ντιζελοηλεκτρικά συστήματα είναι ελαφρώς λιγότερο αποδοτικά με συνολική απόδοση περίπου στο 22%.

Ο παρακάτω πίνακας συνοψίζει τα ανωτέρω:

#### Propulsion System Efficiencies

Diesel-Mechanical						Total efficiency
Diesel Fuel	4-S Medium-Speed Diesel Engine	Gearbox	Shaft	Propeller	0.24	
	0.35	0.98	0.99	0.72		
Diesel-Electric						0.22
Diesel Fuel	4-S Medium-Speed Diesel Engine	Generator	Variable Speed Drive	Propulsion Motor	Propeller	
	0.35	0.90	0.97	0.98	0.72	
Battery Propulsion						0.68
Grid power	Battery	Variable Speed Drive	Propulsion Motor	Propeller		
	0.99	0.97	0.98	0.72		

Source: Longspur Research estimates based on Peng Wu, UCL

Σχήμα 12 : Αποδόσεις συστημάτων πρόωσης

### 2.4.4 Λύσεις κυψελών καυσίμου

Τα ανωτέρω καύσιμα μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε κυψέλες καυσίμου υδρογόνου για τη δημιουργία ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να αξιοποιηθούν σε ηλεκτρικά συστήματα πρόωσης ηλεκτρικών κινητήρων. Οι κυψέλες καυσίμου παίρνουν καθαρό υδρογόνο και το μετατρέπουν σε ηλεκτρική ενέργεια ηλεκτροχημικά, χωρίς καύση. Ορισμένες κυψέλες καυσίμου έχουν τη δυνατότητα αναμόρφωσης του μεθανίου, της αμμωνίας ή της μεθανόλης σε υδρογόνο, ώστε να μπορούν να χρησιμοποιηθούν και αυτά τα καύσιμα. Η ικανότητα μιας κυψέλης

καυσίμου να το κάνει αυτό ποικίλλει, με τις κυψέλες καυσίμου PEM υψηλής θερμοκρασίας και τις κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου να είναι πιο κατάλληλες, αν και οι τελευταίες δεν διαθέτουν την ευελιξία που μπορούν να προσφέρουν οι κυψέλες PEM υψηλής θερμοκρασίας (Adam Forsyth, 2022).

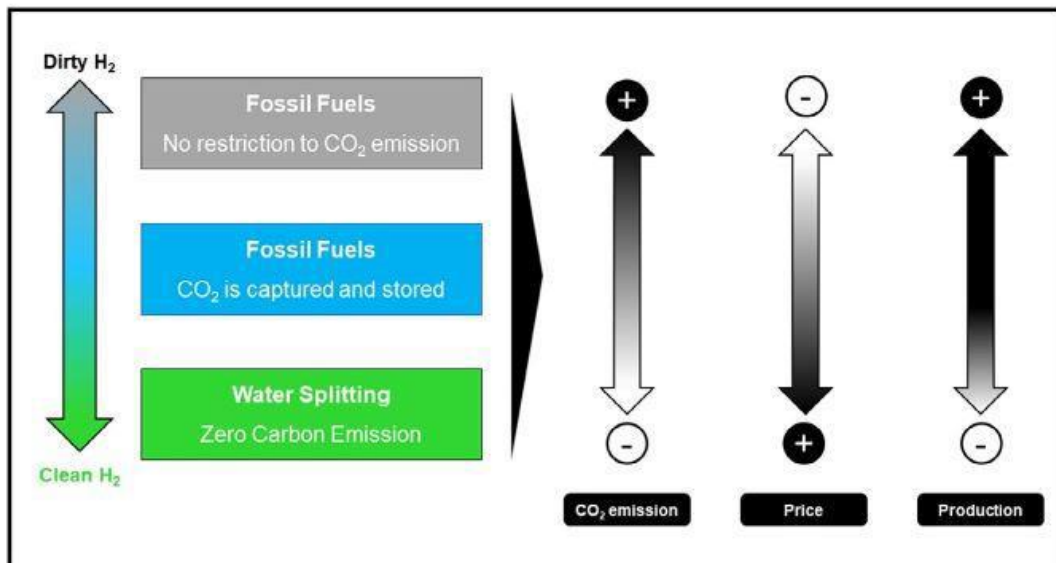
### **3 Διαδικασία παραγωγής υδρογόνου**

#### **3.1 Παραγωγή Υδρογόνου**

##### **3.1.1 Χρωματικό φάσμα του υδρογόνου**

Πολλές τεχνολογίες και πόροι, πολλοί από τους οποίους ταξινομούνται ως ανανεώσιμοι έχουν τη δυνατότητα να παράγουν υδρογόνο. Ωστόσο, η τρέχουσα παραγωγή υδρογόνου διαφοροποιείται πολύ από την ανανεώσιμη. Εξαρτάται σχεδόν αποκλειστικά από την αναμόρφωση και αεριοποίηση πηγών ορυκτών υδρογονανθράκων, όπως το φυσικό αέριο (76%) και ο άνθρακας (23%), με αποτέλεσμα οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα να είναι 830 εκατομμύρια τόνους ανά έτος. Αναδυόμενες τεχνολογίες για εναλλακτική παραγωγή υδρογόνου περιλαμβάνουν την πυρόλυση του μεθανίου και την ηλεκτρολυτική διάσπαση του νερού (M. Hermesmann, T.E. Müller, 2022).

Όπως φαίνεται στο Σχήμα 13, το πρώτο προτεινόμενο μοντέλο κατάταξης για το υδρογόνο βασίζεται σε τρία χρώματα που αντιστοιχούν στις εκπομπές CO<sub>2</sub>. Ορυκτά καύσιμα (κυρίως φυσικό αέριο και άνθρακας) χρησιμοποιούνται ως πρώτο υλικό στη διαδικασία της αναμόρφωσης ή της αεριοποίησης για την παραγωγή γκρι υδρογόνου. Επιπλέον, δεν υπάρχουν περιορισμοί στις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα και το υδρογόνο θεωρείται "βρώμικο". Το μπλε υδρογόνο παράγεται με τρόπο παρόμοιο με το γκρι υδρογόνο. Ωστόσο, το παραγόμενο διοξείδιο του άνθρακα απομονώνεται και αποθηκεύεται, με αποτέλεσμα τη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub>. Αντίθετα, το πράσινο υδρογόνο θεωρείται ανανεώσιμο υδρογόνο, λόγω της χρήσης του νερού ως πηγή υδρογόνου και της ανανεώσιμης ενέργειας στην ηλεκτρολυτική διαδικασία (διάσπαση του νερού), η οποία είναι συμβατή με τη στρατηγική μηδενικών εκπομπών CO<sub>2</sub>. Το διάγραμμα παρακάτω συγκρίνει αυτές τις τρεις διαδικασίες (Rafael L. Germscheidt, Daniel E. B. Moreira, 2021).



Σχήμα 13 : Τα τρία βασικά χρώματα ανάλογα με τις εκπομπές άνθρακα για την ταξινόμηση των μεθόδων παραγωγής υδρογόνου [Germescheidt, R.L., Moreira, D.E., Yoshimura, R.G., Gasbarro, N.P., Datti, E., dos Santos, P.L. and Bonacin, J.A., 2021].

Επειδή η αλυσίδα του υδρογόνου είναι πολύπλοκη και ποικίλη, προστέθηκαν νέοι χρωματικοί κώδικες για να ενισχύσουν την περιγραφή του επιπέδου καθαρότητας της παραγωγής του υδρογόνου. Το Σχήμα 14 απεικονίζει τους χρωματικούς κώδικες που βασίζονται στην έννοια της καθαρότητας του υδρογόνου. Το καφέ υδρογόνο (ή μαύρο υδρογόνο) παράγεται από τον άνθρακα στη διαδικασία της αεριοποίησης, η οποία με τη σειρά της παράγει μεγάλες ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα και έχει υψηλό περιβαλλοντικό αντίκτυπο, παρά τη δυσκολία επίτευξης χαμηλού κόστους για το παραγόμενο H<sub>2</sub>. Πέραν των γκρι και μπλε χρωματισμών, κάτωθι περιγράφεται το τουρκουάζ.

Συγκεκριμένα, το τουρκουάζ υδρογόνο παράγεται από ορυκτά καύσιμα. Ωστόσο, η πυρόλυση του μεθανίου σε υψηλές θερμοκρασίες επιτρέπει την εξάλειψη του άνθρακα σε στερεή μορφή, με αποτέλεσμα τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Ο κεντρικός παράγοντας αυτής της στρατηγικής είναι η πηγή ενέργειας και οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Δηλαδή, η διαδικασία θα ήταν καθαρή εάν η ενέργεια εισόδου ήταν ανανεώσιμη.

Η διαδικασία της ηλεκτρόλυσης (γνωστή και ως διάσπαση του νερού) παράγει ροζ, κίτρινο και πράσινο υδρογόνο, χρησιμοποιώντας το νερό. Ωστόσο, το τελικό περιβαλλοντικό αποτέλεσμα εξαρτάται επίσης από την ενέργεια εισόδου. Το ροζ υδρογόνο προέρχεται από μια διαδικασία ηλεκτρόλυσης που τροφοδοτείται από πυρηνική ενέργεια, ενώ το κίτρινο υδρογόνο παράγεται με χρήση εισροών με μεικτή προέλευση (ορυκτών καυσίμων και ανανεώσιμης). Το πράσινο υδρογόνο παράγεται με τον καθαρότερο τρόπο, όπου η ηλεκτρόλυση του νερού γίνεται αποκλειστικά με ανανεώσιμη ενέργεια (ανεμογεννήτριες ή ηλιακά). Το κόστος αποτελεί εμπόδιο για την ενσωμάτωση του πράσινου υδρογόνου στην αλυσίδα του υδρογόνου και είναι περίπου τέσσερις φορές πιο ακριβό από το υδρογόνο που παράγεται μέσω της

διαδικασίας ορυκτών καυσίμων. Το λευκό χρώμα για παράδειγμα χρησιμοποιείται μόνο για την κατάταξη του H<sub>2</sub> φυσικής προέλευσης και λόγω της σπανιότητάς του στη Γη, δεν έχει εμπορική αξία. Αυτή ήταν η αρχική πρόταση για το λευκό υδρογόνο. Ωστόσο, ορισμένοι συγγραφείς έχουν θεωρήσει το λευκό υδρογόνο ως θερμοχημικό παραπροϊόν της συγκέντρωσης ηλιακής ενέργειας. Επιπλέον, η Recupera καθορίζει το λευκό υδρογόνο ως H<sub>2</sub> που παράγεται από πλαστικά, βιομάζα ή απορρίμματα (Marcus Newborough, Graham Cooley, 2021).

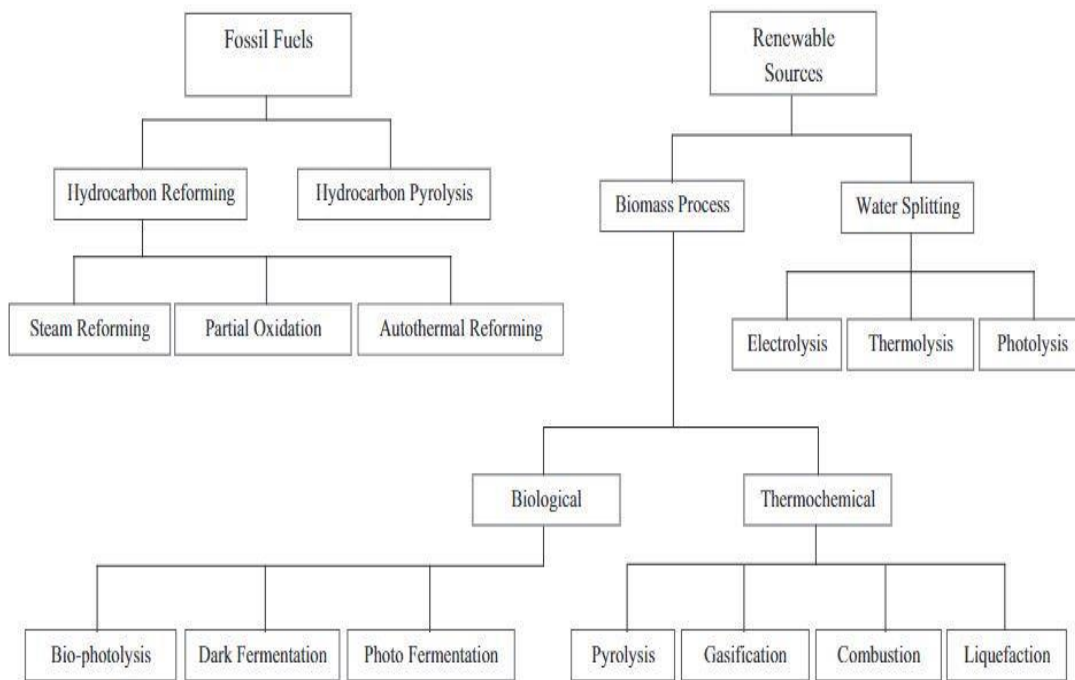
Color Code	Process	CO <sub>2</sub> Emission	Environmental Impact	Cleanliness Level of the H <sub>2</sub>
Fossil Fuels	Coal → H <sub>2</sub> ; Gasification process, syngas, T=700°C. CO <sub>2</sub> emitted directly			
	Natural gas (CH <sub>4</sub> ) → H <sub>2</sub> ; Steam Reforming. Most common process			
	Natural gas (CH <sub>4</sub> ) → H <sub>2</sub> ; Steam reforming with capture and store of CO <sub>2</sub>			
	Natural gas (CH <sub>4</sub> ) → H <sub>2</sub> ; Methane pyrolysis with production of solid carbon			
Electrolysis	H <sub>2</sub> production from water electrolysis through nuclear energy			
	H <sub>2</sub> production from water electrolysis through mixture of sources (FF and RE)			
	H <sub>2</sub> production from water electrolysis through renewables sources			
Alternative	Natural occurrence, rare on Earth. H <sub>2</sub> is found in clathrates or in the atmosphere (1 ppm)			
	Thermochemical water splitting produced by concentrated solar energy			
	H <sub>2</sub> produced from garbage, plastic or biomass			

low    medium    large

Σχήμα 14 : Χρωματικοί κώδικες παραγωγής υδρογόνου. Σύγκριση των διάφορων διεργασιών παραγωγής ανάλογα με τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, το περιβαλλοντικό αποτύπωμα και την καθαρότητα του παραγόμενου υδρογόνου [Germescheidt, R.L., Moreira, D.E., Yoshimura, R.G., Gasbarro, N.P., Datti, E., dos Santos, P.L. and Bonacin, J.A., 2021]

### 3.2 Οι διάφορες μέθοδοι παραγωγής Υδρογόνου

Η αξιοποίηση του αερίου υδρογόνου ως καύσιμο εμποδίζεται από τη σπανιότητά του στη φύση και την απαίτηση για οικονομικές τεχνικές παραγωγής. Υπάρχουν πολυάριθμες μέθοδοι για την παραγωγή H<sub>2</sub>, οι οποίες με βάση τις χρησιμοποιούμενες πρώτες ύλες μπορούν να ομαδοποιηθούν σε δύο μεγάλες κατηγορίες: συμβατικές και ανανεώσιμες τεχνολογίες (Ilgi Karapinar Karpdan, Fikret Kargi, 2006). Στο Σχήμα 15 απεικονίζονται σε δένδροειδές διάγραμμα οι κύριες διεργασίες για την παραγωγή υδρογόνου (Nikolaidis and Poullikkas, 2017).



Σχήμα 15 : Μέθοδοι παραγωγής υδρογόνου (Nikolaidis and Poullikkas, 2017)

### 3.2.1 Παραγωγή υδρογόνου από ορυκτά καύσιμα

Η πρώτη κατηγορία επεξεργάζεται ορυκτά καύσιμα και περιλαμβάνει τις μεθόδους:

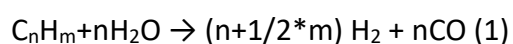
#### A) Αναμόρφωση υδρογονανθράκων:

Είναι η διαδικασία με την οποία τα καύσιμα υδρογονανθράκων μετατρέπονται σε υδρογόνο μέσω συστημάτων αναμόρφωσης. Κατά την αναμόρφωση υδρογονανθράκων, εκτός από τον ίδιο τον υδρογονάνθρακα, αξιοποιούνται και πρόσθετα συστατικά. Το σύστημα αυτό, το οποίο περιλαμβάνει διοξείδιο του άνθρακα, είναι γνωστό ως αναμόρφωση με CO<sub>2</sub> ή ξηρή αναμόρφωση. Επιπλέον, ο ατμός μπορεί να συμπεριληφθεί ως αντιδρών στο σύστημα αναμόρφωσης υδρογονανθράκων. Η διαδικασία αυτή αναφέρεται ως αναμόρφωση με ατμό. Δεδομένου ότι τόσο οι αντιδράσεις ξηρής αναμόρφωσης όσο και οι αντιδράσεις αναμόρφωσης με ατμό είναι ενδόθερμες, πρέπει να παρέχεται ενέργεια. Η αναμόρφωση του υδρογονάνθρακα με οξυγόνο αναφέρεται ως μερική οξείδωση και η αντίδραση παράγει θερμότητα. Ο συνδυασμός των αντιδράσεων ατμού και μερικής οξείδωσης οδηγεί στο σύστημα αυτοθερμικής αναμόρφωσης (Hsin Liang Chen , How Ming Lee , Shiaw Huei Chen , Yu Chao , Moo Been Chang, 2008).

Οι συμμετέχουσες χημικές τεχνικές αναμόρφωσης υδρογονανθράκων είναι:

- Αναμόρφωση με ατμό (Steam Reforming)

Στη διαδικασία της ατμοσφαιρικής αναμόρφωσης, οι υδρογονάνθρακες μετατρέπονται καταλυτικά σε υδρογόνο και μονοξείδιο του άνθρακα με παρουσία ατμού στην τροφοδοσία. Η διαδικασία αναμόρφωσης περιλαμβάνει την αγωγή του αερίου, τη μεθανοποίηση, τη μετατόπιση του νερού-αερίου και τη δημιουργία αερίου σύνθεσης. Η πλειονότητα του υλικού τροφοδοσίας αποτελείται από φυσικό αέριο, μεθάνιο και ένα μείγμα ελαφρών υδρογονανθράκων, όπως προπάνιο, βουτάνιο, αιθάνιο, πεντάνιο, και ελαφριές και βαριές νάφθες. Όταν η τροφοδοσία είναι μολυσμένη από οργανικού θείου ενώσεις πρέπει να υπάρχει ένα στάδιο αποθείωσης πριν από την αναμόρφωση προκειμένου να αποφευχθεί η απενεργοποίηση του καταλύτη της αναμόρφωσης, που έχει ως αποτέλεσμα το διοξείδιο του άνθρακα να αιχμαλωτίζεται και να αποθηκεύεται στον ωκεανό ή σε γεωλογικές δεξαμενές (Kay Damen , Martijn van Troost , Andre´ Faaij , Wim Turkenburg, 2006). Η πιο σημαντική χημική διαδικασία που λαμβάνει χώρα κατά τη διαδικασία αναμόρφωσης με ατμό δίνεται ως εξής:



- Μερική Οξείδωση (Partial Oxidation)

Τα υλικά τροφοδοσίας που ξεκινούν από το μεθάνιο έως τη νάφθα χρησιμοποιούνται συχνά στην καταλυτική διαδικασία σε περίπου 950°C, ενώ η λειτουργία της διαδικασίας λαμβάνει χώρα στους 1150-1315°C για μη-καταλυτικά συστήματα. Χρησιμοποιείται καθαρό O<sub>2</sub> για την μερική οξείδωση του υδρογονάνθρακα ως υλικό τροφοδοσίας, μετά την εξάλειψη του θείου στην τροφοδοσία. Το παραγόμενο συνθετικό αέριο υφίσταται επιπρόσθετη αγωγή και διαχωρισμό με παρόμοιο τρόπο με το αέριο εξόδου της μεθόδου ατμοσφαιρικής αναμόρφωσης. Το υψηλό κόστος παραγωγής οξυγόνου και τα πρόσθετα έξοδα αποθείωσης του θείου καθιστούν τη διαδικασία σημαντικά ακριβή. Στη διαδικασία που ασχολείται με τον καταλυτικό τρόπο η θερμότητα παρέχεται μέσω της ελεγχόμενης καύσης (Pratibha Pandley , R.S. Chauhan, 2001).

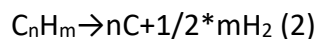
- Αυτοθερμική Αναμόρφωση με ατμό (Autothermal Steam Reforming)

Στην τεχνική της αυτοθερμικής αναμόρφωσης (ATR), η ενδοθερμική αναμόρφωση λαμβάνει θερμότητα από τη συνδυασμένη εξωθερμική μερική οξείδωση για την προώθηση της παραγωγής υδρογόνου. Συγκεκριμένα ατμός, αέρας και οξυγόνο εισάγονται στον αναμορφωτή ξεκινώντας τις αντιδράσεις οξείδωσης καθώς και της αναμόρφωσης ταυτόχρονα.



## B) Πυρόλυση Υδρογονανθράκων

Η πυρόλυση των υδρογονανθράκων είναι μια γνωστή μέθοδος όπου το υδρογόνο προέρχεται αποκλειστικά από τον υδρογονάνθρακα που υποβάλλεται σε θερμική ανάλυση μέσω της ακόλουθης καθολικής αντίδρασης:



Η θερμο-καταλυτική διάσπαση των ελαφρών υγρών υδρογονανθράκων με σημείο βρασμού κάτω από 200°C παράγει στοιχειώδες άνθρακα και υδρογόνο. Ωστόσο, η σύνθεση υδρογόνου από υπολείμματα φράξεων με θερμοκρασίες βρασμού άνω των 350°C απαιτεί υδροαεριοποίηση και πυρόλυση μεθανίου. Η άμεση μείωση του περιεχομένου του άνθρακα στο φυσικό αέριο, το οποίο αποτελείται κυρίως από μεθάνιο, γνωστή και ως απανθρακοποίηση, πραγματοποιείται σε ατμόσφαιρα απαλλαγμένη από νερό και αέρα στους 980°C και σε ατμοσφαιρική πίεση. Επιπλέον, η πυρόλυση δεν περιλαμβάνει την αφαίρεση του CO<sub>2</sub> ή τη μετατόπιση του νερού-αερίου. Ο έλεγχος και η δέσμευση του άνθρακα, που αποτελεί μια ενεργοβόρα διαδικασία, αντικαθίσταται από τον έλεγχο του άνθρακα που μπορεί να χρησιμοποιηθεί στις χημικές και μεταλλικές βιομηχανίες. Συνεπώς, οι διαδικασίες μερικής οξείδωσης ή αναμόρφωσης με ατμό οδηγούν σε αύξηση κόστους παραγωγής υδρογόνου κατά 25-30%. Εάν μεγάλες ποσότητες άνθρακα προερχόμενες από την διάσπαση του φυσικού αερίου θα μπορούσαν να πωληθούν, το κόστος του υδρογόνου θα μειωνόταν. Από περιβαλλοντική άποψη θα ήταν πιο επωφελές να διασπαστεί το φυσικό αέριο καταλυτικά σε άνθρακα και υδρογόνο παρά να παραχθεί H<sub>2</sub> με αναμόρφωση του μεθανίου με ατμό σε συνδυασμό με δέσμευση CO<sub>2</sub>. Για δεδομένη θερμοκρασία, η συνεχής απομάκρυνση του υδρογόνου μέσω διαχωρισμού με μεμβράνες αυξάνει τη μείωση της περιεκτικότητας σε άνθρακα. Τα κράματα Pd-Ag, τα οποία λειτουργούν σε χαμηλότερες θερμοκρασίες και μειώνουν την εναπόθεση άνθρακα χρησιμοποιούνται συνήθως για το διαχωρισμό του H<sub>2</sub>. Τα κύρια μειονεκτήματα της παρούσας μεθόδου οφείλονται στον εξαιρετικά χαμηλό διαχωρισμό υδρογόνου, ο οποίος είναι αποτέλεσμα της σταθερότητας της μεμβράνης που επηρεάζεται από τις υψηλές θερμοκρασίες που απαιτούνται, για την ισορροπία της μείωσης της περιεκτικότητας σε άνθρακα και τις χαμηλές μερικές πιέσεις H<sub>2</sub> στο μίγμα της αντίδρασης (Zhang Jie , Wu Xuantaο , Qian Yangyang , Wang Jie, 2015).

### 3.2.2 Παραγωγή υδρογόνου από ανανεώσιμες πηγές

Η δεύτερη κατηγορία περιλαμβάνει τις μεθόδους που παράγουν υδρογόνο από ανανεώσιμες πηγές από:

#### A) Διαδικασία πυρόλυσης βιομάζας

Η βιομάζα μπορεί να καεί με θερμική μετατροπή και να χρησιμοποιηθεί για ενέργεια. Η θερμική μετατροπή περιλαμβάνει τη θέρμανση της πρώτης ύλης βιομάζας για την καύση, την αφυδάτωση ή τη σταθεροποίησή της. Οι πιο γνωστές πρώτες ύλες βιομάζας για θερμική μετατροπή είναι πρώτες ύλες όπως τα αστικά στερεά απόβλητα (ΑΣΑ) και τα απορρίμματα από χαρτοβιομηχανίες ή τη ξυλουργεία.

Ωστόσο, προτού η βιομάζα μπορέσει να καεί, πρέπει να αποξηραθεί μέσω της χημικής διεργασίας που ονομάζεται πυρόλυση. Κατά τη διάρκεια της πυρόλυσης, η βιομάζα θερμαίνεται στους 200° έως 320° Κελσίου (390° έως 610° Φαρενάιτ). Η βιομάζα ξεραίνεται τόσο πολύ ώστε χάνει την ικανότητά της να απορροφά υγρασία ή να σαπίζει. Συγκεκριμένα, χάνει περίπου το 20% της αρχικής της μάζας αλλά διατηρεί το 90% της ενέργειάς της. Η χαμένη ενέργεια και μάζα μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την τροφοδοσία της διαδικασίας της πυρόλυσης.

## B) Ηλεκτρολυτική διάσπαση του νερού

Η θερμική ενέργεια είναι ο σημαντικότερος τρόπος για την παραγωγή της διαδικασίας διάσπασης του νερού. Σχεδόν το 4% της ενέργειας παράγεται από τη θερμική ηλεκτρόλυση για την παραγωγή ηλεκτρικών συσκευών. Ως εκ τούτου, για να αποφεύγεται η πρόκληση της διάσπασης του νερού, απαιτείται να χρησιμοποιηθούν διάφορες μη ανανεώσιμες και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για τη διάσπαση του νερού. Θερμικές, ηλιακές, ορυκτά καύσιμα και πηγές βιομάζας χρησιμοποιούνται για την εξαγωγή οδών διάσπασης νερού, όπως η ηλεκτρόλυση, η θερμόλυση και η φωτοηλεκτρόλυση, χρησιμοποιώντας το νερό ως τη μόνη εισροή υλικού. Η παραγωγή υδρογόνου με ηλεκτρολυτική διάσπαση του νερού είναι μία από τις πιο φιλικές μεθόδους προς τον άνθρωπο και το περιβάλλον καθώς χρησιμοποιούνται ανανεώσιμες πηγές παραγωγής υδρογόνου. Η διάσπαση νερού με τη χρήση αυτών των τεχνολογιών διερευνάται στο πλαίσιο τριών συστημάτων (Prof. Dr. Kazuhiko Maeda, Dr. Daling Lu, Prof. Dr. Kazunari Domen, 2013):

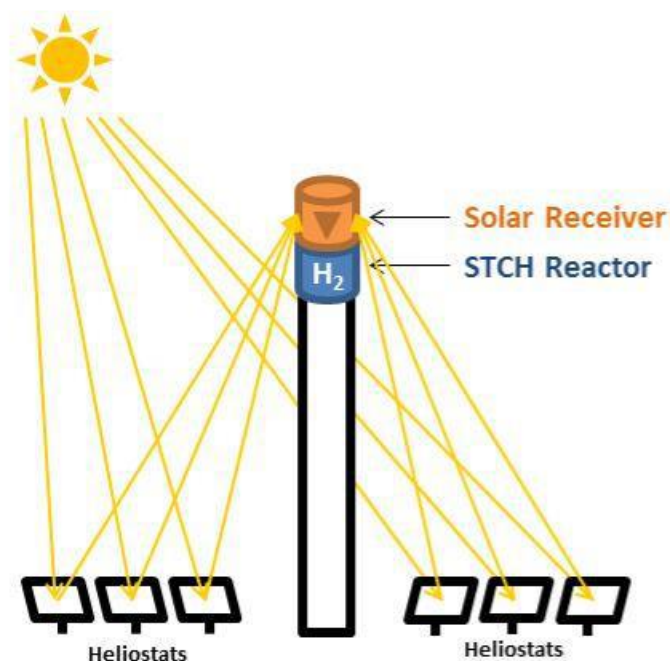
### ο Θερμικό:

Στο θερμικό σύστημα η μετατροπή πηγών ενέργειας, όπως είναι η βιομάζα, ο άνθρακας, τα ορυκτά καύσιμα και άλλα μετατρέπονται σε αέριο H<sub>2</sub>. Η διαδικασία αυτή είναι γνωστή ως θερμοχημική αντίδραση. Η θερμοχημική διάσπαση νερού χρησιμοποιεί υψηλές θερμοκρασίες και χημικές αντιδράσεις για την παραγωγή υδρογόνου και οξυγόνου από το νερό. Πρόκειται για μια υποθετική μακροπρόθεσμη τεχνολογική διαδρομή με χαμηλές ή καθόλου εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Οι θερμοχημικές διεργασίες διάσπασης νερού χρησιμοποιούν θερμότητα 500°-2.000°C για να τροφοδοτήσουν μια σειρά χημικών αντιδράσεων που παράγουν υδρογόνο.

Οι χημικές ουσίες της διαδικασίας επαναχρησιμοποιούνται σε κάθε κύκλο, σχηματίζοντας έναν κλειστό κύκλο που καταναλώνει μόνο νερό και παράγει υδρογόνο και οξυγόνο. Οι απαιτούμενες υψηλές θερμοκρασίες μπορούν να παραχθούν ως εξής:

1) Συγκέντρωση του ηλιακού φωτός σε έναν "πύργο" αντιδραστήρα χρησιμοποιώντας ένα πεδίο από κάτοπτρα, τους "ηλιοστάτες ή φωτοβολταϊκά", όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 16.

2) Χρησιμοποιώντας απορριπτόμενη θερμότητα από προηγμένους πυρηνικούς αντιδραστήρες.



Σχήμα 16 Κεντρικός δέκτης / πύργος αντιδραστήρα με ηλιοστάτες [Energy efficiency & renewable energy <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production>]

○ Φωτονικό:

Σε αυτό το σύστημα, η ηλιακή ενέργεια χρησιμοποιείται για τη μετατροπή του  $H_2O$  σε μόριο  $H_2$  και  $O_2$ . Αυτό το σύστημα είναι το πιο βιώσιμο και προηγμένο σύστημα παραγωγής  $H_2$ . Η φωτοηλεκτροχημική και η φωτοβιολογική είναι παραδείγματα αυτής της διαδικασίας.

Στη φωτοηλεκτροχημική (PEC) διάσπαση του νερού, το υδρογόνο δημιουργείται από το νερό με τη χρήση του ηλιακού φωτός και φωτοηλεκτροχημικών υλικών, τα οποία διασπούν άμεσα τα μόρια του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο χρησιμοποιώντας φωτεινή ενέργεια. Πρόκειται για μια υποθετική μακροπρόθεσμη τεχνολογική οδό με χαμηλές ή καθόλου εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου.

Η διαδικασία διάσπασης νερού PEC χρησιμοποιεί 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. Για τις εφαρμογές PEC ο ημιαγωγός βυθίζεται σε έναν 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 και αποτελεί μια προσέγγιση που περιλαμβάνει πλεονεκτήματα αλλά και προκλήσεις. Μέχρι σήμερα τα συστήματα πάνελ έχουν μελετηθεί ευρύτερα λόγω των ομοιοτήτων με τις καθιερωμένες τεχνολογίες φωτοβολταϊκών πάνελ. Η διάσπαση του νερού με PEC είναι «ελπιδοφόρα» οδός μετατροπής του νερού σε υδρογόνο από την ηλιακή ενέργεια, προσφέροντας τη δυνατότητα υψηλής απόδοσης μετατροπής σε χαμηλές θερμοκρασίες λειτουργίας.

Η φωτοβιολογική παραγωγή υδρογόνου χρησιμοποιεί μικροοργανισμούς και ηλιακή ακτινοβολία για τη μετατροπή του νερού και περιστασιακά οργανικών υλικών σε υδρογόνο. Πρόκειται για μια πιο μακροπρόθεσμη τεχνολογική πορεία σε πρώιμο στάδιο μελέτης, η οποία έχει τη δυνατότητα για βιώσιμη παραγωγή υδρογόνου με ελάχιστες περιβαλλοντικές επιπτώσεις στο μέλλον.

Στα φωτολυτικά βιολογικά συστήματα, μικροοργανισμοί όπως τα πράσινα μικροφύκη και τα κυανοβακτήρια διασπών το νερό σε οξυγόνο και ιόντα υδρογόνου χρησιμοποιώντας το ηλιακό φως. Τα ιόντα υδρογόνου δύνανται να αναμιχθούν άμεσα ή έμμεσα και να απελευθερωθούν ως αέριο υδρογόνο. Τα σημαντικότερα εμπόδια της εν λόγω προσέγγισης είναι οι χαμηλοί ρυθμοί παραγωγής υδρογόνου και το γεγονός ότι η διάσπαση του νερού παράγει επίσης οξυγόνο, το οποίο περιορίζει γρήγορα την αντίδραση παραγωγής υδρογόνου και αποτελεί κίνδυνο για την ασφάλεια όταν συνδυάζεται με υδρογόνο σε ορισμένες συγκεντρώσεις. Έτσι, οι ερευνητές προσπαθούν να αναπτύξουν τεχνικές οι οποίες θα επιτρέπουν στα βακτήρια να δημιουργούν υδρογόνο για μεγαλύτερα χρονικά διαστήματα και με ταχύτερο ρυθμό.

Ορισμένοι φωτοσυνθετικοί μικροοργανισμοί χρησιμοποιούν το ηλιακό φως για να αποσυνθέσουν οργανικά υλικά και να απελευθερώσουν υδρογόνο. Αυτό αναφέρεται ως φωτοχημική παραγωγή υδρογόνου. Αυτή η προσέγγιση για την παραγωγή υδρογόνου δεν είναι προς το παρόν εμπορικά βιώσιμη λόγω του χαμηλού ρυθμού παραγωγής υδρογόνου και της χαμηλής απόδοσης από ηλιακή ενέργεια σε υδρογόνο.

Οι ερευνητές διερευνούν στρατηγικές για να καταστήσουν τα βακτήρια πιο αποτελεσματικά στη συλλογή και αξιοποίηση της ενέργειας, ώστε να βελτιώσουν την ποσότητα της διαθέσιμης ενέργειας για την παραγωγή υδρογόνου και να τροποποιήσουν τις συνήθεις μεταβολικές τους οδούς για να αυξήσουν τον ρυθμό σύνθεσης υδρογόνου.

Μακροπρόθεσμα, οι τεχνολογίες φωτοβιολογικής παραγωγής μπορούν να παρέχουν οικονομική παραγωγή υδρογόνου από το ηλιακό φως με χαμηλές έως μηδενικές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Τα φύκια και τα βακτήρια θα μπορούσαν να καλλιεργηθούν σε νερό που δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί για πόσιμο ή για γεωργική χρήση και θα μπορούσαν ενδεχομένως να χρησιμοποιήσουν ακόμη και λύματα.

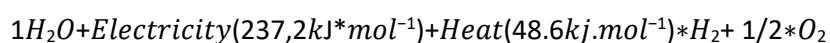
ο Ηλεκτρολυτικό:

Διάσπαση του μορίου του νερού H<sub>2</sub>O σε αέριο H<sub>2</sub> και οξυγόνο. Σε αυτή τη διαδικασία, η μηδενική εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου εξαρτάται από την πηγή ενέργειας που χρησιμοποιείται για την εκτέλεση αυτής της αντίδρασης.

Η ηλεκτρόλυση αποτελεί μια κορυφαία μέθοδο για την επίτευξη του στόχου Hydrogen Energy Earth shot για τη μείωση της τιμής του καθαρού υδρογόνου κατά 80% σε \$1 ανά κιλό ανά δεκαετία. Ανάλογα με την πηγή της ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται, η ηλεκτρόλυση του υδρογόνου μπορεί να προκαλέσει μηδενικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Η ηλεκτρόλυση εξετάζεται για την παραγωγή υδρογόνου από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (αιολική, ηλιακή, υδροηλεκτρική και γεωθερμική ενέργεια) αλλά και από την πυρηνική ενέργεια. Αυτές οι μέθοδοι παραγωγής υδρογόνου οδηγούν σε σχεδόν μηδενικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και κριτηρίου ρύπων. Ωστόσο, το κόστος παραγωγής πρέπει να μειωθεί σημαντικά για να είναι ανταγωνιστικό με πιο ώριμες εναλλακτικές, όπως είναι η αναμόρφωση φυσικού αερίου.

### 3.2.3 Ηλεκτρόλυση νερού για την παραγωγή υδρογόνου

Η ηλεκτρόλυση νερού με κινητήρια δύναμη τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας προβλέπεται να διευκολύνει την επέκταση της παραγωγής υδρογόνου, ενώ επισημαίνεται ότι οι μέθοδοι ηλεκτρόλυσης νερού δεν παράγουν εκπομπές CO<sub>2</sub> (Andreas Borgschulte, 2016). Η ηλεκτρόλυση νερού είναι ενδόθερμη αντίδραση και μία από τις πιο καθαρές και θεμελιώδεις μεθόδους για την παραγωγή υδρογόνου σε βιομηχανική κλίμακα. Η παραγωγή H<sub>2</sub> με τη χρήση τεχνικών ηλεκτρόλυσης, συμπεριλαμβανομένης της αλκαλικής μεθόδου, της πολυμερικής μεμβράνης και διαφόρων ηλεκτρολυτών είναι οι πιο αναδυόμενες τεχνολογίες. Η παραγωγικότητα και η αποδοτικότητα αυτής της διαδικασίας μετριέται από την ενέργεια που απαιτείται για να προχωρήσει αυτή η αντίδραση. Κατά συνέπεια, εισάγονται σε αυτή την αντίδραση ορισμένοι χρήσιμοι καταλύτες, ηλεκτρολύτες και υλικά ηλεκτροδίων ώστε να ενισχυθεί η αποδοτικότητα και ο ρυθμός της χημικής αντίδρασης. Σε αυτή τη διαδικασία, απαιτούνται διάφορες πηγές ηλεκτρικής ενέργειας για να περάσουν μέσα από ηλεκτρόδια και να διασπάσουν το H<sub>2</sub>O σε οξυγόνο και H<sub>2</sub>. Η διαδικασία αναγωγής των κατιόντων, ιόντων H<sup>+</sup> λαμβάνει χώρα στην κάθοδο, τα οποία στη συνέχεια συνδυάζονται για να σχηματίσουν αέριο H<sub>2</sub>. Στην εξίσωση αυτή παρουσιάζεται η θεμελιώδης αντίδραση (Prof. Dr. Kazuhiko Maeda, Dr. Daling Lu, Prof. Dr. Kazunari Domen, 2013):



Σε αυτή την τεχνική η απόδοση της παραγωγής υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης του νερού είναι ανεπαρκής για να είναι οικονομικά ανταγωνιστική λόγω της υψηλής

κατανάλωσης ενέργειας και του χαμηλού ρυθμού ανάπτυξης υδρογόνου. Για την αύξηση της απόδοσης και τη μείωση της κατανάλωσης ενέργειας, πολυάριθμοι ερευνητές έχουν επικεντρωθεί στη δημιουργία εναλλακτικών ηλεκτροκαταλυτών με χαμηλό κόστος στην απόδοση και στη μείωση της ενέργειας. Επιπλέον, τα σημαντικά πλεονεκτήματα της ηλεκτρόλυσης του νερού, όπως είναι η υψηλή απόδοση της κυψέλης και ο μεγαλύτερος ρυθμός παραγωγής υδρογόνου με υψηλή καθαρότητα, είναι πλεονεκτικά για την επακόλουθη μετατροπή του σε ηλεκτρική ενέργεια με τη χρήση κυψελών καυσίμου χαμηλής θερμοκρασίας. Ωστόσο, η ηλεκτρόλυση του νερού με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας χωρίς εκπομπή CO<sub>2</sub> θεωρείται ένας πολλά υποσχόμενος τρόπος για την αύξηση του ρυθμού παραγωγής υδρογόνου. Οι τέσσερις μορφές ηλεκτρόλυσης του νερού διακρίνονται από τον ηλεκτρολύτη, τις συνθήκες εργασίας και τους ιοντικούς παράγοντες (OH<sup>-</sup>, H<sup>+</sup>, O<sub>2</sub><sup>-</sup>) (Shiva Kumar S. , Himabindu V., 2019).

Τα τέσσερα είδη μεθόδων ηλεκτρόλυσης είναι

(I) Αλκαλική ηλεκτρόλυση νερού (AWE)

(II) Ηλεκτρόλυση στερεού οξειδίου (SOE)

(III) Μικροβιακές κυψέλες ηλεκτρόλυσης (MEC)

(IV) Ηλεκτρόλυση νερού με μεμβράνη πολυμερούς ηλεκτρολύτη (PEM)

### I. Η Αλκαλική Ηλεκτρόλυση του Νερού (AHN)

Η αλκαλική ηλεκτρόλυση του νερού εμφανίστηκε σε βιομηχανική κλίμακα στις αρχές του 20<sup>ου</sup> αιώνα. Αυτή η μέθοδος χρησιμοποιείται κυρίως για την παραγωγή υδρογόνου για τη σύνθεση αμμωνίας. Οι δύο κύριοι στόχοι της είναι η βελτίωση της αποδοτικότητας και η μείωση των κεφαλαιουχικών δαπανών. Οι κεφαλαιουχικές δαπάνες είναι το ετήσιο ακαθάριστο ποσό που καταβάλλεται για την απόκτηση πάγιων περιουσιακών στοιχείων και για το κόστος της εσωτερικής ανάπτυξης πάγιων περιουσιακών στοιχείων. Σε αυτές περιλαμβάνονται οι ακαθάριστες δαπάνες για γη και κτίρια, μηχανήματα, όργανα, εξοπλισμό μεταφορών και άλλο εξοπλισμό, όπως επίσης και προϊόντα πνευματικής ιδιοκτησίας.

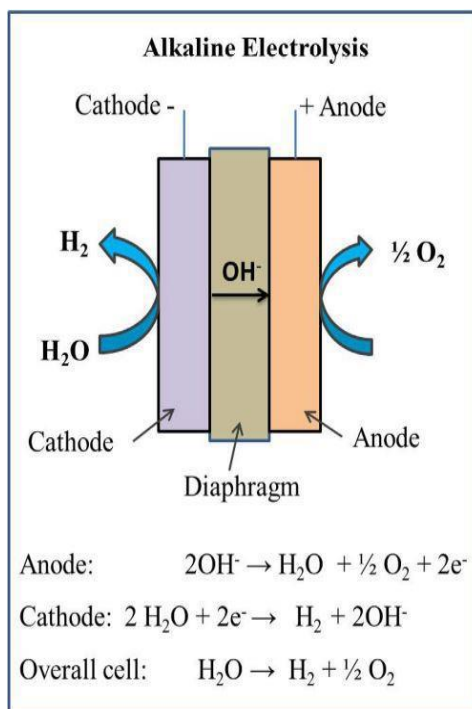
Τα πλεονεκτήματα της μεθόδου είναι η χαμηλή τιμή, η υψηλή αξιοπιστία και αντοχή, καθώς και η δυνατότητα λειτουργίας υπό αυξημένη πίεση. Τα μειονεκτήματα είναι ότι οι ηλεκτρολύτες δεν είναι συμπαγείς και λειτουργούν με μέτρια πυκνότητα ρεύματος, οπότε οι αλκαλικοί ηλεκτρολύτες δεν μπορούν να ξεκινήσουν γρήγορα και έχουν αργή απόκριση φόρτισης. Η μακρά προετοιμασία εκκίνησης καθιστά δύσκολη την προσαρμογή των αλκαλικών ηλεκτρολυτών στη μεταβλητή φύση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Ως εκ τούτου, οι αλκαλικοί ηλεκτρολύτες χρησιμοποιούνται συνήθως με σταθερή είσοδο ισχύος. [UPV]

Στη διαδικασία ηλεκτρόλυσης αλκαλικού νερού στην πλευρά της καθόδου δύο μόρια αλκαλικού διαλύματος (KOH/NaOH) ανάγονται σε ένα μόριο υδρογόνου (H<sub>2</sub>) και

παράγονται δύο ιόντα υδροξυλίου ( $\text{OH}^-$ ). Το παραγόμενο  $\text{H}_2$  αποβάλλεται από την επιφάνεια της καθόδου για να επανασυνδεθεί σε αέρια μορφή ενώ τα ιόντα υδροξυλίου ( $\text{OH}^-$ ) μεταφέρονται στο χώρο της ηλεκτροχημικής αντίδρασης που πραγματοποιείται στην επιφάνεια του ηλεκτροδίου μεταξύ ανόδου και καθόδου μέσω του πορώδους διαφράγματος στην άνοδο, αποφορτισμένο σε  $\frac{1}{2}$  μόριο οξυγόνου ( $\text{O}_2$ ) και ένα μόριο νερού ( $\text{H}_2\text{O}$ ). Το  $\text{O}_2$  επαναφέρεται στην επιφάνεια του ηλεκτροδίου και διαφεύγει ως αέριο. Στο σχήμα 17 απεικονίζεται η διαδικασία της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης. Η ποσότητα αερίου που παράγεται είναι ανάλογη του ρεύματος, σύμφωνα με τον νόμο του Faraday. Ο αριθμός των ιόντων που εκφορτίζονται σε ένα ηλεκτρόδιο (άνοδος ή κάθοδος), είναι ανάλογος της ποσότητας ηλεκτρισμού που διέρχεται από το ηλεκτρολυτικό διάλυμα.

Δύο τύποι ηλεκτρολυτών χρησιμοποιούνται για τη δομή των κυττάρων, υδατικό διάλυμα υδροξειδίου του νατρίου ( $\text{NaOH}$ ) και υδατικό διάλυμα υδροξειδίου του καλίου ( $\text{KOH}$ ), με περίπου 20% -30% συγκέντρωση του ηλεκτρολύτη. Οι ηλεκτρολύτες είναι ουσίες που επιτρέπουν τη ροή ηλεκτρικού ρεύματος μεταξύ της ανόδου και της καθόδου. Ο όγκος καθορίζεται από την απόσταση (διάκενο) μεταξύ των ηλεκτροδίων. Επίσης, η άνοδος (OER) είναι πλάκες νικελίου + πορώδες στρώμα νικελίου ή κράμα νικελίου-σιδήρου και η κάθοδος (HER) είναι νικέλιο ή κράμα νικελίου-θείου. Το νικέλιο χρησιμοποιείται λόγω της καλής αντοχής του στη διάβρωση και της ηλεκτροχημικής ενεργοποίησης αλλά κυρίως λόγω του λογικού κόστους. Όσον αφορά τον διαχωριστή (διάφραγμα) κατασκευάζεται από πορώδες και ηλεκτρικά μονωτικό υλικό (Zirfen Perl) για την αποφυγή της διασταύρωσης των αερίων και από έναν υψηλό ιοντικό αγωγό για τη μεταφορά των ιόντων  $\text{OH}^-$  [UPV].

- Η ηλεκτρόλυση αλκαλικού νερού λειτουργεί σε χαμηλή θερμοκρασία (30-80 °C)
- Η μέγιστη πυκνότητα ρεύματος λειτουργίας ενός αλκαλικού ηλεκτρολύτη είναι μικρότερη από 400 mA/cm<sup>2</sup>
- Η κατανάλωση ενέργειας για την παραγωγή  $\text{H}_2$  είναι περίπου 4,5-5,5 kWh/m<sup>3</sup> με απόδοση περίπου 60%.



Σχήμα 17 : Σχηματική απεικόνιση της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης του νερού (Shiva Kumar S. , Himabindu V., 2019)

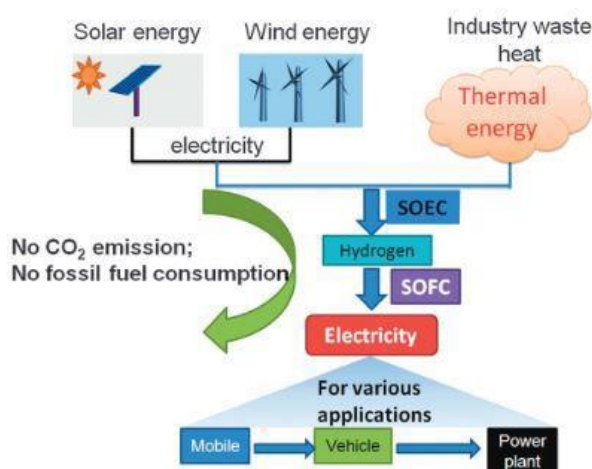
## II. Ηλεκτρόλυση στερεού οξειδίου

Συνήθως, οι ηλεκτρολύτες στερεού οξειδίου (SOE) λειτουργούν σε θερμοκρασίες που υπερβαίνουν τους 500°C χρησιμοποιώντας νερό με ατμό. Στο παρελθόν, στη μέθοδο ηλεκτρόλυσης στερεών οξειδίων χρησιμοποιούνταν αγωγοί O<sub>2</sub> κατασκευασμένοι κυρίως από νικέλιο ή ζirkονία σταθεροποιημένου υτρίου. Η ζirkονία σταθεροποιημένη με ύττρια (yttria stabilized zirconia - YSZ) είναι ένα κεραμικό οξείδιο του ζirkονίου, στο οποίο η κυβική κρυσταλλική δομή του οξειδίου του ζirkονίου γίνεται σταθερή σε θερμοκρασία δωματίου, με την προσθήκη οξειδίου του υτρίου (Fargues D, 1989; Stuckless J, 1997; Müller U, 1988). Η σταθεροποίηση της κυβικής μορφής της ζirkονίας σε ευρύτερο φάσμα θερμοκρασιών επιτυγχάνεται με υποκατάσταση στο κρυσταλλικό πλέγμα ορισμένων ιόντων ζirkονίου (Zr<sup>4+</sup>) με ελαφρώς μεγαλύτερα ιόντα όπως του υτρίου (Y<sup>3+</sup>) (M.A. Tikhonovsky, 2001). Οι βασικότερες εφαρμογές της ζirkονίας σταθεροποιημένης με ύτριο είναι: α) στην οδοντοτεχνία και στην κοσμηματοποιία β) στους κινητήρες αερίωθησης (jet engines) ως πυρίμαχο γ) ως επίστρωση για την προστασία από την θερμική καταπόνηση σε αεροστροβίλους (thermal barrier coating – TBC) και δ) ως στερεός ηλεκτρολύτης σε κυψέλες καυσίμου (solid oxide fuel cell - SOFC) λόγω της αυξανόμενης με τη θερμοκρασία ιοντικής του αγωγιμότητάς. Η ιοντική αγωγιμότητα του υλικού αυξάνεται με την αύξηση της θερμοκρασίας και παίρνει τη μέγιστη τιμή της για περιεκτικότητα 8% ύττριας σε ζirkονία (Dresser M, 1974; Tass Z, 1994; De Jesus J, 1996). Ωστόσο τα τελευταία χρόνια έχουν εισαχθεί διαφορετικοί κεραμικοί αγωγοί πρωτονίων. Δεδομένου ότι οι κεραμικοί αγωγοί πρωτονίων στην ηλεκτρόλυση με



ατμό σε ενδιάμεσες θερμοκρασίες (500-700°C) παρουσιάζουν μεγαλύτερη απόδοση και ιοντική αγωγιμότητα από τους αγωγούς ιόντων οξυγόνου, τα υλικά αυτά έχουν προσελκύσει μεγάλο ενδιαφέρον. Επιπλέον, η χημική συμβατότητα αυτών των υλικών με το νικέλιο, το πιο χρησιμοποιούμενο ηλεκτρόδιο υδρογόνου στους ηλεκτρολύτες στερεού οξειδίου, είναι αξιοσημείωτη. Για να εμπορευματοποιηθεί το σύστημα ηλεκτρόλυσης στερεού οξειδίου και να αναπτυχθεί σε ευρεία κλίμακα στη διαδικασία παραγωγής υδρογόνου, πρέπει να επιλυθούν οι προκλήσεις που προκαλούνται από τη φύση των συστημάτων σε υψηλές θερμοκρασίες, όπως είναι η αποικοδόμηση και η αστάθεια (Foteini M. Sarpountzi , Jose M. Gracia , C.J. (Kees-Jan) Weststrate , Hans O.A. Fredriksson , J.W. (Hans) Niemantsverdriet, 2017)

Η αποθηκευμένη χημική ενέργεια μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας όταν δεν υπάρχει διαθέσιμη ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές, με απλή λειτουργία των SOEC στην αντίστροφη λειτουργία κυψελών καυσίμου. Στο Σχήμα 18 παρουσιάζεται ένα εννοιολογικό διάγραμμα εφαρμογών βιώσιμων ενεργειακών συστημάτων που βασίζονται στην τεχνολογία SOEC/SOFC. Η αιολική ενέργεια και η ηλιακή ενέργεια, όταν παράγονται σε περίσσεια μπορούν να παρέχουν ηλεκτρική ενέργεια για ηλεκτρόλυση ατμού σε συσκευές SOEC, σε συνδυασμό με θερμική ενέργεια από την απορριπτόμενη θερμότητα, για την παραγωγή υδρογόνου που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για πολλές βιομηχανικές εφαρμογές καθώς και ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας. Όταν απαιτείται ηλεκτρική ενέργεια, οι SOEC μπορούν να λειτουργήσουν αντίστροφα από τη λειτουργία κυψέλης καυσίμου και το αποθηκευμένο υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο για SOFC, παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια από μερικά W έως MW, για διάφορες εφαρμογές (από φορητές συσκευές έως σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής). Σε όλη αυτή τη διαδικασία μετατροπής και κατανάλωσης ενέργειας θα καταναλώνεται μόνο H<sub>2</sub>O (στο SOEC) και το μόνο χημικό προϊόν είναι το H<sub>2</sub>O (στο SOFC), χωρίς κατανάλωση ορυκτών καυσίμων και χωρίς εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου (Lei Bi , Samir Boulfrada and Enrico Traversa, 2014).

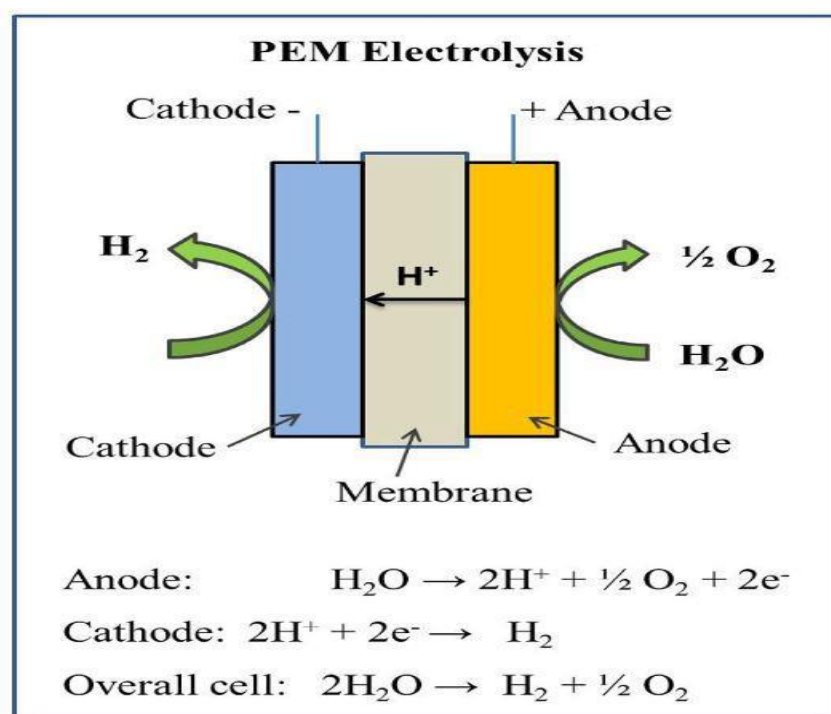


Σχήμα 18 : Διάγραμμα εφαρμογών ενός βιώσιμου ενεργειακού συστήματος που βασίζεται στην ηλεκτρόλυση στερεού οξειδίου (Lei Bi , Samir Boulfrada and Enrico Traversa, 2014).





ηλεκτρόνια επανασυνδέονται για να παράγουν το υδρογόνο, όπως φαίνεται στο Σχήμα 21.



Σχήμα 21 : Σχηματική απεικόνιση της ηλεκτρόλυσης του νερού μέσω πολυμερούς μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (Shiva Kumar S. , Himabindu V., 2019).

Οι μεμβράνες ανταλλαγής πρωτονίων αποτελούνται από τη μεμβράνη, το διάλυμα ιονομερούς και τους ηλεκτροκαταλύτες ανόδου, καθόδου, τα οποία ευθύνονται για το 24% του συνολικού κόστους της κυψέλης. Η μεμβράνη αποτελεί τη ραχοκοκαλιά της κυψέλης αυτού του είδους, ενώ οι πιο συχνά χρησιμοποιούμενες μεμβράνες είναι οι πολυμερείς μεμβράνες υπερφθοροσουλφονικού οξέος, όπως οι Nafion, Fumapem, Flemion και Aciplex. Αυτές οι μεμβράνες έχουν μοναδικές ιδιότητες, όπως η υψηλή αντοχή, η υψηλή απόδοση και η υψηλή οξειδωτική σταθερότητα, η διαστατική σταθερότητα με την αλλαγή των θερμοκρασιών, η καλή αντοχή και η υψηλή αγωγιμότητα πρωτονίων. Ωστόσο, επί του παρόντος, οι μεμβράνες Nafion χρησιμοποιούνται κυρίως σε ηλεκτρολύτες νερού PEM επειδή οι μεμβράνες Nafion έχουν τα σημαντικότερα πλεονεκτήματα, όπως είναι η λειτουργία σε υψηλότερες πυκνότητες ρεύματος (2 A/cm<sup>2</sup>), η υψηλή αντοχή, η υψηλή αγωγιμότητα πρωτονίων και η καλή μηχανική σταθερότητα (Marcelo Carmo , David L. Fritz , Jürgen Mergel , Detlef Stolten, 2013).

## VI. Σύγκριση και επιλογή

Η αλκαλική ηλεκτρόλυση είναι η πιο δοκιμασμένη και εμπορική τεχνολογία/τεχνική, λόγω του χαμηλότερου κόστους και της καλής ενεργειακής απόδοσης (70-80%). Ωστόσο, η αλκαλική ηλεκτρόλυση έχει χαμηλές πυκνότητες ρεύματος, καθαρότητα

των αερίων, πίεση λειτουργίας και δυναμική λειτουργία, γεγονός που την καθιστά κατάλληλη για βιομηχανίες μικρής και αργής κλίμακας. Αντίθετα, η ηλεκτρόλυση στερεών οξειδίων και η μικροβιακή ηλεκτρόλυση βρίσκονται ακόμη στο στάδιο της εργαστηριακής ανάπτυξης. Με τις υψηλές πυκνότητες ρεύματος, τον συμπαγή σχεδιασμό του συστήματος, τη γρήγορη απόκριση και τον υψηλό ρυθμό παραγωγής υδρογόνου, η ηλεκτρόλυση PEM φαίνεται να είναι η καταλληλότερη επιλογή σε αυτό το σενάριο. Η υψηλή καθαρότητα του αερίου, η υψηλή ενεργειακή απόδοση και οι υψηλές λειτουργίες την καθιστούν κατάλληλη τεχνολογία για τη δημιουργία πολύπλοκων και εκτεταμένων συστημάτων. Το πρόβλημα με την τεχνολογία PEM είναι το υψηλό κόστος των εξαρτημάτων της, η χαμηλή αντοχή της και το γεγονός ότι είναι νέα και ελλιπώς ανεπτυγμένη. Ωστόσο, αυτά τα μειονεκτήματα ενδέχεται να μεταβληθούν με την πάροδο του χρόνου και ορισμένα ζητήματα που υπάρχουν να επιδέχονται πιο απλές λύσεις. Τα συστήματα ηλεκτρολύτη PEM μπορούν να παράγουν H<sub>2</sub> περίπου 4,5 φορές πιο αποτελεσματικά από τα άλλα συστήματα. Ο πίνακας 2 συνοψίζει τα συνολικά πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα των διαφόρων τεχνολογιών παραγωγής υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης νερού.

Πίνακας 2 : Πλεονεκτήματα – Μειονεκτήματα μεθόδων ηλεκτρόλυσης

<b>ΜΕΘΟΔΟΣ ΗΛΕΚΤΡΟΛΥΣΗΣ</b>	<b>ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ</b>	<b>ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ</b>
<b>Alkaline water electrolysis</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Κατοχυρωμένη τεχνολογία</li> <li>- Εμπορευματοποιημένη για βιομηχανικές εφαρμογές</li> <li>- Ηλεκτροκαταλύτες χωρίς ευγενή μέταλλα               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Σχετικά χαμηλό κόστος</li> </ul> </li> <li>- Μακροπρόθεσμη σταθερότητα</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Περιορισμένες πυκνότητες ρεύματος</li> <li>- Διασταύρωση των αερίων</li> <li>- Υγρό υψηλής συγκέντρωσης (5M KOH) ηλεκτρολύτης</li> </ul>
<b>Solid oxide water electrolysis</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Υψηλή θερμοκρασία εργασίας</li> <li>- Υψηλή απόδοση</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Περιορισμένη σταθερότητα</li> <li>-Υπό ανάπτυξη</li> </ul>
<b>Microbial electrolysis</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Χρήση διάφορων οργανικών λυμάτων</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Υπό ανάπτυξη</li> <li>-Χαμηλός ρυθμός παραγωγής υδρογόνου</li> <li>-Χαμηλή καθαρότητα του υδρογόνου</li> </ul>

<p><b>Proton Exchange Membrane water electrolysis</b></p>	<p>-Εμπορευματοποιημένη τεχνολογία          - Λειτουργεί με υψηλότερες πυκνότητες ρεύματος          - Υψηλή καθαρότητα των αερίων          - Συμπαγής σχεδιασμός του συστήματος          - Γρήγορη απόκριση</p>	<p>- Κόστος των εξαρτημάτων της κυψέλης καυσίμου          - Ηλεκτροκαταλύτες ευγενών μετάλλων          - Όξινος ηλεκτρολύτης</p>
---	---	--

#### 4 Αποθήκευση – Μεταφορά και Ανεφοδιασμός του Υδρογόνου

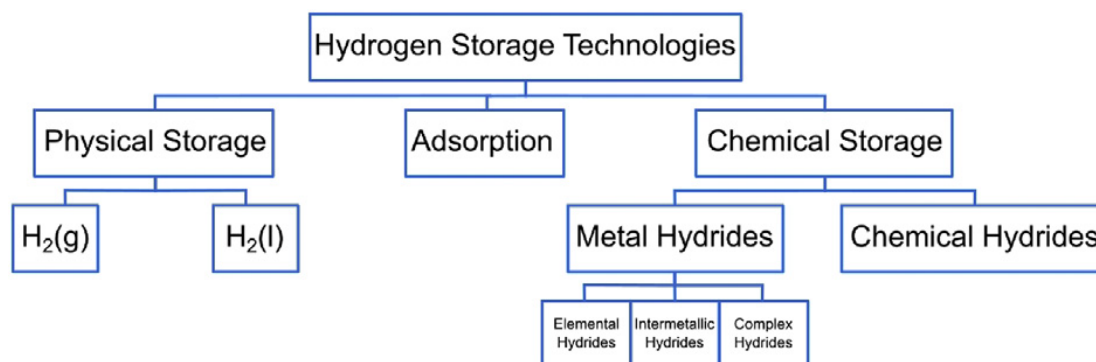
##### 4.1 Τεχνολογίες και μορφές αποθήκευσης υδρογόνου

Με τη συνεχιζόμενη μετάβαση σε ανανεώσιμες, διακοπτόμενες πηγές ενέργειας, όπως η ηλιακή και η αιολική ενέργεια γίνεται όλο και πιο σαφές ότι απαιτούνται νέες μέθοδοι για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου να ισορροπηθεί η προσφορά και η ζήτηση (Florian Ausfelder , Christian Beilmann , Martin Bertau , Sigmar Bräuningner, Angelika Heinzl, 2017). Επιπλέον, αρκετές μεγάλες βιομηχανίες αναζητούν τρόπους για τη μείωση της εξάρτησής τους από τα ορυκτά καύσιμα (Florian Ausfelder and Alexis Bazzanella, 2016) (Emrah Karakaya , Cali Nuur , Linda Assbring, 2018) & (Alexander Otto , Martin Robinus , Thomas Grube , Sebastian Schiebahn , Aaron Praktiknjo , Detlef Stolten, 2017).

Στον αγώνα για την εύρεση λύσεων σε αμφότερες αυτές τις περιπτώσεις, το υδρογόνο -και ως μέρος αυτού η αποθήκευση του υδρογόνου- μπορεί να διαδραματίσει κρίσιμο ρόλο. Πράγματι, η αποθήκευση του υδρογόνου έχει ήδη αρχίσει επιστημονικά να εξετάζεται στην τρέχουσα ανάπτυξη του υδρογόνου ως καυσίμου για τα οχήματα. Στην περίπτωση των οχημάτων, είναι απαραίτητο να αποθηκεύεται σε διάφορα σημεία της αλυσίδας, από την παραγωγή έως τη χρήση: στα ίδια τα οχήματα, στους σταθμούς προμήθειας υδρογόνου και σε συνδυασμό με κεντρικά σημεία παραγωγής και διανομής του.

Η αποθήκευση του υδρογόνου αποτελεί πρόκληση. Επειδή είναι το πιο ελαφρύ μόριο, το αέριο του υδρογόνου έχει πολύ χαμηλή πυκνότητα: 1 κιλό υδρογόνο απαιτεί πάνω από 11 κυβικά μέτρα στους 25°C και ατμοσφαιρική πίεση (Louis Schlarbach and Andreas Züttel, 2001). Συνεπώς, για την οικονομική αποθήκευσή του, η πυκνότητά του πρέπει να αυξηθεί. Υπάρχουν διάφορες μέθοδοι για την αποθήκευση του υδρογόνου με αυξημένη πυκνότητα. Ωστόσο, όλες αυτές οι μέθοδοι απαιτούν κάποια είσοδο ενέργειας σε μορφή θερμότητας ή σε ορισμένες περιπτώσεις υλικά που συνδέονται με το υδρογόνο.

Λόγω του μεγάλου αριθμού πιθανών επιλογών αποθήκευσης υδρογόνου μπορούν να οργανωθούν σε κατηγορίες. Ωστόσο, η εύρεση ενός βέλτιστου συστήματος κατηγοριοποίησης δεν είναι εύκολη και οι περισσότεροι συγγραφείς φαίνεται να χρησιμοποιούν ελαφρώς διαφορετικά συστήματα (William I. F. David, 2011). Η κατηγοριοποίηση που εφαρμόστηκε βασίζεται στη φύση της αλληλεπίδρασης μεταξύ του αποθηκευμένου υδρογόνου και του δοχείου ή του υλικού αποθήκευσης και είναι απεικονισμένη γραφικά.



Σχήμα 22 : Κατηγοριοποιημένη ταξινόμηση τεχνολογιών αποθήκευσης του υδρογόνου

Αυτό χωρίζει τις τεχνολογίες αποθήκευσης υδρογόνου σε τρεις κύριες κατηγορίες: (1) το υδρογόνο μπορεί να αποθηκευτεί ως αέριο ή ως υγρό σε καθαρή, μοριακή μορφή χωρίς σημαντικό φυσικό ή χημικό δεσμό με άλλα υλικά, (2) μοριακό υδρογόνο μπορεί να προσροφηθεί πάνω ή μέσα σε ένα υλικό, να συγκρατηθεί από σχετικά ασθενείς φυσικούς δεσμούς van der Waals, (3) υδρογόνο το οποίο μπορεί να συνδεθεί χημικά (να απορροφηθεί). Επιπλέον, είναι χρήσιμος ο διαχωρισμός των τεχνολογιών αποθήκευσης με βάση το χημικό δεσμό σε δύο υποκατηγορίες: τα υδρίδια μετάλλων και τα χημικά υδρίδια. Ο διαχωρισμός αυτός έχει νόημα λόγω των θεμελιωδών διαφορετικών ιδιοτήτων αποθήκευσης υδρογόνου αυτών των υλικών. Φυσικά, τα υδρίδια μετάλλων περιέχουν άτομα μετάλλων. Το υδρογόνο μπορεί να είναι είτε άμεσα συνδεδεμένο με το άτομο του μετάλλου (στοιχειακά υδρίδια μετάλλων και μεσομεταλλικά υδρίδια) ή να αποτελεί μέρος κάποιου ιόντος συμπλόκου που είναι συνδεδεμένο με ένα άτομο μετάλλου (σύνθετα υδρίδια μετάλλων). Αντίθετα, τα χημικά υδρίδια αποτελούνται μόνο από μη μεταλλικά στοιχεία, δηλαδή κάποιο συνδυασμό άνθρακα, αζώτου, βορίου, οξυγόνου και υδρογόνου.

#### 4.1.1 Αποθήκευση καθαρού υδρογόνου

Η αποθήκευση υδρογόνου σε καθαρή, μοριακή μορφή μπορεί να επιτευχθεί σε αέρια ή υγρή φάση. Αυτοί είναι οι μόνοι τύποι αποθήκευσης υδρογόνου που

χρησιμοποιούνται σήμερα σε σημαντικό βαθμό (Vanessa Tietze, Sebastian Luhr, Detlef Stolten, 2016), (H. Barthelemy , M. Weber , F. Barbier, 2017). Η αποθήκευση υγρού υδρογόνου στο χώρο της βιομηχανίας και οι μεγάλες αποθήκες αλατούχων κοιλοτήτων στο Τέξας, ΗΠΑ, και Teeside, Ηνωμένο Βασίλειο αποτελούν αξιοσημείωτα παραδείγματα (Fritz Crotagino, 2022), (Vanessa Tietze, Sebastian Luhr, Detlef Stolten, 2016).

#### 4.1.2 Αποθήκευση συμπιεσμένου αερίου υδρογόνου

Ένα σύστημα αποθήκευσης συμπιεσμένου αερίου υδρογόνου έχει δύο κύρια συστατικά στοιχεία: τη δεξαμενή αποθήκευσης και τους συμπιεστές που απαιτούνται για την επίτευξη της πίεσης αποθήκευσης. Λεπτομερής επισκόπηση των συμπιεστών υδρογόνου θεωρείται ότι υπερβαίνει το πεδίο εφαρμογής της παρούσας διπλωματικής εργασίας. Λόγω των ιδιοτήτων των υλικών και του κόστους λειτουργίας, οι μεγάλες ποσότητες αερίου υδρογόνου συνήθως δεν αποθηκεύονται σε πιέσεις που υπερβαίνουν τα 100 bar σε υπέργειες και 200 bar σε υπόγειες δεξαμενές (Erik Wolf, 2015). Καθώς οι πιέσεις αποθήκευσης είναι περιορισμένες, το ίδιο ισχύει και για τις επιτεύξιμες ποσότητες αποθήκευσης υδρογόνου καθώς σε 100 bar και 20 °C η πυκνότητα του αερίου υδρογόνου είναι περίπου 7,8 kg/m<sup>3</sup>. Η χαμηλή πυκνότητα του υδρογόνου οδηγεί σε μεγάλους ειδικούς όγκους αποθήκευσης και συνεπώς υψηλού κόστους επενδύσεις. Ωστόσο, μια χαμηλότερη πίεση αποθήκευσης απαιτεί λιγότερη ενέργεια συμπίεσης και συνεπώς λειτουργικό κόστος (Andrzej Witkowski , Andrzej Rusin , Mirosław Majkut , Katarzyna Stolecka, 2017), (Thanh Q. Hua , Rajesh K. Ahluwalia , 2011). Οι πρώτες δεξαμενές που έγιναν εμπορικά διαθέσιμες χρησιμοποίησαν πίεση αποθήκευσης 700 bar. Παρ' όλα αυτά, οι δεξαμενές αποθήκευσης οι οποίες είναι ικανές να αποθηκεύουν υδρογόνο σε τέτοιες πιέσεις είναι ακριβές λόγω της ανάγκης για προηγμένα υλικά και λόγω του ότι αυτοί οι τύποι δεξαμενών δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν για μεγάλες εφαρμογές.

Η αποθήκευση συμπιεσμένου αερίου υδρογόνου μπορεί να γίνει είτε επάνω από το έδαφος είτε κάτω από το έδαφος. Οι επενδυτικές δαπάνες είναι σημαντικά υψηλότερες για τις επιλογές επάνω από το έδαφος σε μεγαλύτερες κλίμακες, όπως είναι η περίπτωση για την αποθήκευση αερίων, και συνεπώς συνήθως δεν προτιμώνται. Μεγάλες ποσότητες υδρογόνου έχουν ήδη αποθηκευτεί υπόγεια: οι προαναφερθείσες αποθήκες αλατιού στο Teeside, Ηνωμένο Βασίλειο, στο Τέξας και στις ΗΠΑ έχουν αποδείξει την δυνατότητα εφαρμογής της εν λόγω προσέγγισης. Ενώ έχουν προταθεί και άλλοι τύποι υπόγειων αποθηκείσεων υδρογόνου, οι αποθήκες αλατιού είναι οι πιο κατάλληλες για ποικίλους λόγους, συμπεριλαμβανομένων των χαμηλών δαπανών κατασκευής, των χαμηλών ποσοστών διαρροής, των γρήγορων ρυθμών ανάκτησης και εισαγωγής, των σχετικά χαμηλών απαιτήσεων για αέριο τομέα και του ελάχιστου κινδύνου ρύπανσης του υδρογόνου. Ωστόσο, δε διαθέτουν όλες οι περιοχές τις κατάλληλες γεωλογικές προϋποθέσεις για αποθήκευση σε σπήλαια



αλατιού ή σε εξαντλημένα πεδία πετρελαίου ή αερίου. Φυσικά, σε τέτοιες περιοχές πρέπει να αναζητηθούν εναλλακτικές λύσεις για τη μεγάλη αποθήκευση του υδρογόνου, είτε υπόγεια είτε επάνω από το έδαφος.

Μια τέτοια εναλλακτική λύση είναι η αποθήκευση του αερίου σε μεταλλικό δοχείο. Αν και ένα μεταλλικό δοχείο αυξάνει το κόστος επένδυσης, εξασφαλίζει την σταθερότητα της αποθήκευσης, την καθαρότητα του αποθηκευμένου υδρογόνου και μπορεί να εφαρμοστεί ανεξάρτητα από την τοποθεσία. Αν το υλικό και η κατασκευή του δοχείου καθορίζουν τη δομική ακεραιότητα και τη μέγιστη επιτρεπόμενη πίεση αποθήκευσης, δεν υπάρχει μεγάλο πλεονέκτημα στο να θάβουμε τα δοχεία περισσότερο από μερικά μέτρα κάτω από την επιφάνεια του εδάφους. Ωστόσο, η τοποθέτηση μεγαλύτερων δοχείων υπόγεια μπορεί ακόμη να προτιμηθεί και για άλλους λόγους. Συγκεκριμένα για εξοικονόμηση χώρου, προστασία από φυσικές επιθέσεις και καιρικές συνθήκες, καθώς και μονωτική επίδραση. Από την άλλη πλευρά, η επιθεώρηση του συστήματος αποθήκευσης γίνεται πολύ πιο δύσκολη όταν είναι υπόγεια και πρέπει να ληφθούν ειδικά μέτρα για την προστασία από διάβρωση, για παράδειγμα μέσω της χρήσης εξωτερικών επιστρωμάτων (U. Bünger , J. Michalski , F. Crotogino , O. Kruck , 2015). Ενώ υπάρχει λίγη εμπειρία με τη μεγάλη κλίμακα αποθήκευσης υδρογόνου σε μεταλλικά δοχεία είναι σχετικά κοινή πρακτική για το φυσικό αέριο, ενώ ίδιοι τύποι δοχείων μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την αποθήκευση του υδρογόνου (C. Carpetis , 1988). Τρία κύρια είδη μεταλλικών δοχείων χρησιμοποιούνται επί της παρούσης για την αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων φυσικού αερίου (Vanessa Tietze, Sebastian Luhr, Detlef Stolten, 2016):

- Αγωγοί αερίου (Gas holders) με πίεση αποθήκευσης ελαφρώς πάνω από την ατμοσφαιρική πίεση.
- Σφαιρικά δοχεία υπό πίεση με μέγιστες πιέσεις αποθήκευσης περίπου 20 bar.
- Δοχεία αερίου υπό πίεση (Pipe storages) με μέγιστες πιέσεις αποθήκευσης περίπου 100 bar.

Λόγω της υψηλότερης πίεσης αποθήκευσης και συνεπώς της συμπίεσης, η πιο προσοδοφόρα επιλογή ανάμεσα σε αυτές για τη μεγάλη αποθήκευση του υδρογόνου είναι η αποθήκευση σε αγωγούς αερίου. Οι αγωγοί αερίου χρησιμοποιούνται για την αποθήκευση φυσικού αερίου από τη δεκαετία του 1980, κυρίως για τη διαχείριση των αιχμών ζήτησης για εγκαταστάσεις αποθήκευσης με περιορισμένη πρόσβαση σε δίκτυο φυσικού αερίου [16]. Η κατασκευή ενός συστήματος αποθήκευσης αγωγού είναι σχετικά απλή: τοποθετείται μια σειρά σχετικά μικρών αγωγών με σφραγισμένα άκρα και διαμέτρους που κυμαίνονται έως περίπου 1,4 μέτρα. Το συνολικό μήκος του αγωγού μπορεί να είναι αρκετά χιλιόμετρα, συνήθως τοποθετημένο μερικά μέτρα κάτω από την επιφάνεια του εδάφους [23]. Χρησιμοποιώντας τις πιέσεις και τη διάμετρο του αγωγού υφιστάμενων αποθηκείσεων φυσικού αερίου, μπορούν να αποθηκευτούν περίπου 12 τόνοι υδρογόνου ανά χιλιόμετρο αγωγού (U. Bünger , J. Michalski , F. Crotogino , O. Kruck , 2015). Φαίνεται ότι υπάρχουν λίγα τεχνικά

εμπόδια για την κατασκευή αποθηκευτικών αγωγών υδρογόνου, καθώς η κατασκευή αγωγών υδρογόνου είναι καλά εδραιωμένη (Gillette, J L and Kolpa, R L, 2008), (Michael Ball , Marcel Weeda, 2015). Ωστόσο, η κατασκευή αγωγών υδρογόνου είναι πιο δαπανηρή από αυτήν των αγωγών φυσικού αερίου, κυρίως λόγω του φαινομένου που είναι γνωστό ως ευθραυστότητα του υδρογόνου που επηρεάζει αρνητικά τις μηχανικές ιδιότητες του χάλυβα με την πάροδο του χρόνου, απαιτώντας αυξημένα όρια ασφαλείας (James R. Fekete , Jeffrey W. Sowards , Robert L. Amaro, 2015). Η ευθραυστότητα υδρογόνου αναφέρεται στη μηχανική βλάβη ενός μετάλλου λόγω της διείδυσης υδρογόνου στο μέταλλο που προκαλεί απώλεια της ολκιμότητας και της εφελκυστικής αντοχής. Επίσης, η ευθραυστότητα του υδρογόνου μπορεί να εμφανιστεί λόγω διάβρωσης του χάλυβα.

Εκτός από τις τρεις επιλογές αποθηκευτικών δοχείων που αναφέρθηκαν παραπάνω, υπάρχει επίσης ένα μεγάλο υπόγειο δοχείο αποθήκευσης φυσικού αερίου στη μορφή επενδεδυμένου σπηλαίου που βρίσκεται στη Σκάλεν, στη Σουηδία. Η επένδυση αποτελείται από χάλυβα και έχει διάμετρο 35 μέτρα και ύψος 51 μέτρα, επιτρέποντας μέγιστη πίεση αποθήκευσης 200 bar (P Tengborg, J Johansson , J G Durup, 2014). Αυτό σημαίνει ότι περίπου 740 τόνοι υδρογόνου μπορούν να αποθηκευτούν υπό παρόμοιες συνθήκες.

Σε αυτήν την περίπτωση, η περιβάλλουσα σχηματική δομή υποστηρίζει το κύριο δομικό φορτίο, ενώ η χαλύβδινη επένδυση απλώς λειτουργεί ως φράγμα διαπερατότητας. Ο χώρος μεταξύ της εσωτερικής χαλύβδινης επένδυσης και της περιβάλλουσας δομής γεμίζεται με σκυρόδεμα (P Tengborg, J Johansson , J G Durup, 2014). Πιστεύεται ότι αυτός ο τύπος εγκατάστασης αποθήκευσης μπορεί επίσης να είναι εφαρμόσιμος για την αποθήκευση υδρογόνου, αν και απαιτείται περαιτέρω έρευνα (Fritz Crotofino, 2022), (P Tengborg, J Johansson , J G Durup, 2014).

#### 4.1.3 Υγρό υδρογόνο

Εκτός από τη συμπίεση, η πυκνότητα του καθαρού υδρογόνου μπορεί να αυξηθεί και μέσω της υγροποίησης του (συμπύκνωσης). Η υγροποίηση έχει το πλεονέκτημα ότι μπορούν να επιτευχθούν πολύ υψηλές πυκνότητες αποθήκευσης υδρογόνου ήδη στην ατμοσφαιρική πίεση: η πυκνότητα του κορεσμένου υγρού υδρογόνου στο 1 bar είναι 70 kg/m<sup>3</sup> (Agata Godula-Jorek, Walter Jehle and Jorg Wellnitz, 2012). Το υγρό υδρογόνο έχει εξεταστεί κυρίως ως μέσο διανομής του υδρογόνου, όπου η υψηλή πυκνότητά του αποτελεί σημαντικό πλεονέκτημα (U. Cardella, L. Decker and H. Klein, 2017).

Ο κύριος προβληματισμός για την αποθήκευση του υγρού υδρογόνου είναι η ενεργειακά απαιτητική διαδικασία της υγροποίησης. Υπάρχουν δύο κύριοι λόγοι για τους οποίους η υγροποίηση του υδρογόνου απαιτεί σημαντική είσοδο ενέργειας: το χαμηλό σημείο βρασμού του υδρογόνου (-253 °C στο 1 bar) και το γεγονός ότι το αέριο του υδρογόνου δεν κρυώνει κατά τη διαδικασία της ροής για θερμοκρασίες πάνω από περίπου 73 °C (G. Valenti, 2015).

Ωστόσο, η υγροποίηση του υδρογόνου είναι αρκετά εδραιωμένη: η παγκόσμια υγροποίηση υδρογόνου είναι περίπου 355 τόνοι ανά ημέρα. Το μεγαλύτερο εργοστάσιο που λειτουργεί αυτή τη στιγμή έχει χωρητικότητα 34 tpd (Songwut Krasae-in, Jacob H. Stang and Petter Neksa, 2010). Τα μεγαλύτερα υγροποιητήρια υδρογόνου όλων των εποχών κατασκευάστηκαν για τη NASA κατά τη διάρκεια των δεκαετιών 1950-1970. Τα περισσότερα πρόσφατα κατασκευασμένα εργοστάσια είναι μικρά σε σύγκριση (χωρητικότητα 1 έως 10 tpd) (Songwut Krasae-in, Jacob H. Stang and Petter Neksa, 2010). Τα πιο σύγχρονα υγροποιητήρια υδρογόνου έχουν μια συγκεκριμένη ενεργειακή ζήτηση περίπου 10 kWh<sub>el</sub>/kg, αλλά θεωρείται ότι με διάφορες βελτιώσεις της διαδικασίας μπορούν να επιτευχθούν τιμές που πλησιάζουν ακόμη και κάτω από τα 6 kWh<sub>el</sub>/kg σε μεγαλύτερα εργοστάσια (ελάχιστη θεωρητική εργασία για τροφοδοσία 25 bar είναι 2,7 kWh/kg) (U. Cardella, L. Decker and H. Klein, 2017), (Øivind Wilhelmsen, David Berstad, Ailo Aasen, Petter Neksa and Geir Skaugen, 2018), (David O. Berstad, Jacob H. Stang, Peter Neksa, 2009). Παρόλα αυτά, ακόμη κι αν η ειδική ενεργειακή ζήτηση της υγροποίησης μπορεί να μειωθεί σημαντικά, το κεφάλαιο ενός εργοστασίου υγροποίησης παραμένει ακόμη σημαντικό μέρος του συνολικού κόστους υγροποίησης, ακόμη και για τα μεγαλύτερα εργοστάσια (U. Cardella, L. Decker and H. Klein, 2017). Για παράδειγμα, έχει εκτιμηθεί ότι η κεφαλαιουχική επένδυση αντιπροσωπεύει περίπου το 40-50% των συγκεκριμένων δαπανών υγροποίησης για ένα νέο εργοστάσιο υγροποίησης 100 tpd (U. Cardella, L. Decker, J. Sundberg and H. Klein, 2017).

Αφού το υδρογόνο υγροποιηθεί, είναι αναγκαίο να αποθηκεύεται με τρόπο που να ελαχιστοποιεί την εξάτμιση του. Η εξάτμιση του υγρού υδρογόνου αντιπροσωπεύει όχι μόνο απώλεια της ενέργειας που χρησιμοποιήθηκε για την υγροποίηση του υδρογόνου, αλλά και απώλεια του υδρογόνου, καθώς το εξατμισμένο αέριο πρέπει να απελευθερώνεται λόγω της αύξησης της πίεσης στο εσωτερικό του δοχείου αποθήκευσης. Αυτή η απώλεια του αποθηκευμένου υδρογόνου με την πάροδο του χρόνου είναι γνωστή ως "boil-off" και συχνά παρουσιάζεται ως το ποσοστό του αποθηκευμένου υδρογόνου που χάνεται ανά ημέρα: ο ρυθμός boil-off. Η μεταφορά θερμότητας από το περιβάλλον στο υγρό υδρογόνο και επομένως, ο ρυθμός boil-off, ελαττώνεται με τη μείωση του λόγου επιφάνειας προς τον όγκο των δεξαμενών, καθιστώντας τις σε σφαιρικό σχήμα με ταυτόχρονη προηγμένη μόνωση.

Οι δεξαμενές αποθήκευσης υγρού υδρογόνου είναι συνηθέστερα διπλού τοιχώματος με υψηλό κενό που εφαρμόζεται μεταξύ των τοιχωμάτων. Ο κενός

χώρος μειώνει τη μεταφορά θερμότητας μέσω αγωγής και συναγωγής (Dr. Michael Hirscher, 2010). Ο χώρος μεταξύ των τοιχωμάτων περιλαμβάνει επιπλέον υλικά όπως φύλλα πολυεστέρα επικαλυμμένα με αλουμίνιο, εναλλακτικά φύλλα αλουμινίου και γυαλί ή κόκκους αλουμινίου, πυριτίου ή περλίτη. Ο σκοπός αυτών των υλικών είναι να αντισταθμίσουν τη μεταφορά θερμότητας μέσω της ακτινοβολίας (Vanessa Tietze, Sebastian Luhr, Detlef Stolten, 2016), (C. Carpetis , 1988), (Agata Godula-Jopek, Walter Jehle and Jorg Wellnitz, 2012), (Walter Peschka, 1992). Ως αποτέλεσμα του υψηλού βαθμού μόνωσης και του χαμηλού λόγου επιφάνειας προς όγκο, ο ρυθμός boil-off είναι πολύ χαμηλός για μεγαλύτερες σφαιρικές δεξαμενές, συνήθως κάτω από 0,1% την ημέρα (WA Amos, 1999). Η NASA λειτουργεί τις μεγαλύτερες τρέχουσες δεξαμενές αποθήκευσης υγρού υδρογόνου στο Cape Canaveral στις ΗΠΑ. Ο όγκος του υδρογόνου που αποθηκεύεται σε αυτές τις δεξαμενές είναι 230-270 τόνοι (Vanessa Tietze, Sebastian Luhr, Detlef Stolten, 2016). Η κατασκευή ακόμη μεγαλύτερων σφαιρικών δεξαμενών αποθήκευσης υγρού υδρογόνου πρέπει να είναι δυνατή με την διαθεσιμότητα της τεχνολογίας, ίσως φτάνοντας τις χωρητικότητες αποθήκευσης πάνω από 900 τόνους (WA Amos, 1999). Παρά τη σχετική πολυπλοκότητα της κατασκευής τους, υπάρχουν ενδείξεις ότι οι δεξαμενές αποθήκευσης υγρού υδρογόνου είναι λιγότερο δαπανηρές ανά βάρος του αποθηκευμένου υδρογόνου σε μεγαλύτερες κλίμακες από ό,τι οι δεξαμενές για υπό πίεση αέριο υδρογόνου (Vanessa Tietze, Sebastian Luhr, Detlef Stolten, 2016) (C. Carpetis , 1988).

Να σημειωθεί ότι ο ρυθμός boil-off είναι λιγότερο ανησυχητικός σε εφαρμογές όπου το εργοστάσιο υγροποίησης και η αποθήκευση υγρού υδρογόνου βρίσκονται σε κοντινή απόσταση. Σε τέτοιες περιπτώσεις, το κρύο αέριο από την εξάτμιση χρησιμοποιείται ως επιστροφή σε ένα τελευταίο στάδιο της διαδικασίας υγροποίησης χρησιμοποιώντας έναν εκτοξευτήρα ο οποίος αποτελεί εναλλακτική λύση για μια μονάδα ανάκτησης ατμών (μικρός συμπιεστής ανάκτησης αερίου) (Andres Kuendiga, Karl Loehlein, Gert Jan Kramer and Joep Huijsmans, 2006). Δεδομένου ότι το κρύο αέριο από την εξάτμιση της αποθήκευσης βρίσκεται ήδη κοντά στο σημείο βρασμού του, η ανάκτηση του αερίου επιτυγχάνεται με χαμηλό πρόσθετο κόστος και εναλλακτικά εάν δεν είναι εφικτή, το κρύο αέριο από την εξάτμιση μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε μεταγενέστερες εφαρμογές.

#### 4.1.4 Προσρόφηση του υδρογόνου

Η προσρόφηση του υδρογόνου (η προσρόφηση είναι μια διεργασία που επιτελείται στην επιφάνεια του υλικού ενώ η απορρόφηση σε όλο τον όγκο του) αποτελεί μια μέθοδο αποθήκευσης που εκμεταλλεύεται τη φυσική δύναμη van der Waals μεταξύ του μοριακού υδρογόνου και ενός υλικού με μεγάλη επιφάνεια επαφής. Λόγω του ασθενούς δεσμού van der Waals χρειάζεται συνήθως να

εφαρμόζονται χαμηλές θερμοκρασίες και υψηλές πιέσεις για να επιτευχθούν σημαντικές πυκνότητες αποθήκευσης υδρογόνου με τη χρήση της προσρόφησης. Το πιο συνηθισμένο ψυκτικό που χρησιμοποιείται για την προσρόφηση του υδρογόνου είναι το υγρό άζωτο (σημείο βρασμού:  $-196^{\circ}\text{C}$ ) (Dr. Ángel Berenguer-Murcia, Dr. Juan Pablo Marco-Lozar and Prof. Diego Cazorla-Amorós, 2018).

Η πίεση του υδρογόνου που εφαρμόζεται συνήθως κυμαίνεται από 10 έως 100 bar, αλλά ποικίλλει ανάλογα με το προσροφητικό υλικό και την προοριζόμενη εφαρμογή (Dr. Ángel Berenguer-Murcia, Dr. Juan Pablo Marco-Lozar and Prof. Diego Cazorla-Amorós, 2018). Η χρήση υψηλότερων πιέσεων δεν είναι επωφελής πέρα από ένα καθορισμένο όριο, καθώς η παρουσία του προσροφητικού υλικού μπορεί να μη βελτιώσει τη χωρητικότητα αποθήκευσης υδρογόνου σε σύγκριση με την αποθήκευση αερίου υδρογόνου υπό πίεση στο ίδιο δοχείο, λόγω του χώρου που καταλαμβάνεται από το προσροφητικό υλικό (Leonard E. Klebanoff, Kevin C. Ott, Lin J. Simpson, Kathleen O'Malley and Ned T. Stetson, 2014).

Έχουν προταθεί πολλά προσροφητικά υλικά για την αποθήκευση υδρογόνου: βασισμένα σε ενεργό άνθρακα (Yongde Xia, Zhuxian Yanga and Yanqiu Zhu, 2013), μεταλλο-οργανικά δίκτυα (MOFs) (Henrietta W. Langmi, Jianwei Rena, Brian Northa, Mkhulu Mathea and Dmitri Bessarabov, 2014), πορώδη πολυμερή υλικά (Jonathan Germain, Jean M. J. Fréchet and Frantisek Svec, 2009) και ζεολίθες (J. Weitkamp, M. Fritz and S. Ernst, 1995). Σε αντίθεση με την αποθήκευση συμπιεσμένου αερίου ή υγρού υδρογόνου υπάρχει σχετικά λίγη εμπειρία με την εφαρμογή της προσρόφησης ως μεθόδου αποθήκευσης, καθώς οι περισσότερες αναπτυγμένες συσκευές προσρόφησης βρίσκονται ακόμη σε εργαστηριακό επίπεδο.

Τα πιο επιτυχημένα προσροφητικά υλικά, κάποιοι ενεργοί άνθρακες και MOFs, έχουν επιτύχει μια υπέρβαση προσρόφησης υδρογόνου 8-10% (βάρος) υδρογόνου στους  $-196^{\circ}\text{C}$  (L. Scott Blankenship, Norah Balahmar & Robert Mokaya, 2017), (D. P. Broom, 2016), (L. Scott Blankenship and Robert Mokaya, 2017). Ωστόσο, λόγω της χαμηλής πυκνότητας των περισσότερων προσροφητικών υλικών και της ανάγκης για πρόσθετα υλικά για τη βελτίωση της αποτελεσματικής θερμικής αγωγιμότητας, η πυκνότητα αποθήκευσης υδρογόνου τείνει να μειώνεται και είναι πιθανό να είναι δύσκολο να επιτευχθεί μια χωρητικότητα αποθήκευσης υδρογόνου σε δοχείο με μεγαλύτερη πυκνότητα από  $40\text{-}50\text{ kg/m}^3$  στους  $-196^{\circ}\text{C}$  (Mike Veenstra and Justin Purewal, 2015), (Paula García-Holley and Benjamin Schweitzer, 2018).

Παρ' όλα αυτά, ένα από τα πιο σημαντικά προβλήματα ενός συστήματος αποθήκευσης βασισμένο στην προσρόφηση θα είναι η διαχείριση της θερμότητας. Παρόλο που η αλληλεπίδραση μεταξύ του προσροφητικού υλικού και του απορροφημένου υδρογόνου είναι ασθενής, συνήθως  $3\text{-}10\text{ kJ/mol}$  υδρογόνου, η αντίδραση προσρόφησης είναι εξώθερμη. Αυτή η παραγόμενη θερμότητα πρέπει να απομακρυνθεί αποτελεσματικά για να διασφαλιστεί ότι επιτυγχάνεται ένα αρκετά υψηλό επίπεδο προσρόφησης. Όπως αναφέρθηκε

νωρίτερα, το πιο συνηθισμένο ψυκτικό που προτείνεται είναι το υγρό άζωτο, το οποίο έχει θερμότητα εξάτμισης περίπου 0.056 kWh/kg αζώτου. Εάν θεωρηθεί ένα προσροφητικό μέσο το οποίο έχει ενθαλπία προσρόφησης υδρογόνου 4 kJ/mol, δηλαδή 0.56 kWh/kg, αυτό σημαίνει ότι πρέπει να εξατμίσουμε τουλάχιστον 10 κιλά υγρού αζώτου για να απομακρύνουμε τη θερμότητα της προσρόφησης 1 κιλού υδρογόνου. Συνεπώς, για να παραχθεί το υγρό άζωτο που απαιτείται για την αφαίρεση ακόμη και της ενθαλπίας της προσρόφησης θα απαιτηθούν 5 kWh<sub>el</sub>/kg υδρογόνου σε αυτήν την περίπτωση (R.K. Ahluwalia, J.-K. Peng and T.Q. Hua, 2015). Επιπλέον, πρέπει να λάβουμε υπόψη τη μεταφορά θερμότητας από το περιβάλλον, ακόμα και αν χρησιμοποιούνται δοχεία με εξαιρετική μόνωση. Αν εφαρμόζεται επίσης εναλλασσόμενη θερμοκρασία, οι απαιτήσεις ψύξης θα αυξηθούν περαιτέρω καθώς ολόκληρο το δοχείο αποθήκευσης πρέπει να ψύχεται πίσω στην θερμοκρασία αποθήκευσης.

#### 4.1.5 Υδρίδια μετάλλων

Το υδρογόνο συνδέεται χημικά στα υδρίδια μετάλλων. Αυτοί οι δεσμοί είναι πολύ ισχυρότεροι από τους φυσικούς δεσμούς που εμπλέκονται για την διαδικασία της προσρόφησης υδρογόνου. Ως αποτέλεσμα, απαιτείται περισσότερη ενέργεια για την απελευθέρωση του χημικά συνδεδεμένου υδρογόνου. Από την άλλη πλευρά, ο ισχυρότερος δεσμός επιτρέπει στο υδρογόνο να αποθηκεύεται σε υψηλή πυκνότητα ακόμη και σε συνθήκες περιβάλλοντος (Jose Bellosta von Colbe, Jose-Ramón Ares and Jussara Barale, 2019). Η αποδέσμευση υδρογόνου από υδρίδια μετάλλων μπορεί να επιτευχθεί με δύο κύριους τρόπους: μέσω θέρμανσης (θερμόλυση) ή αντίδραση με νερό (υδρόλυση). Αυτές οι προσεγγίσεις είναι ριζικά διαφορετικές. Πιο συγκεκριμένα, η θερμόλυση είναι ενδόθερμη ενώ η υδρόλυση είναι εξώθερμη. Η θερμόλυση είναι αναστρέψιμη σε ορισμένες περιπτώσεις ενώ η υδρόλυση είναι μη αναστρέψιμη. Η θερμόλυση λαμβάνει χώρα στη στερεά φάση, ενώ η υδρόλυση λαμβάνει χώρα γενικά σε διάλυμα. Επιπροσθέτως, η θερμόλυση απαιτεί αυξημένες θερμοκρασίες, ενώ η υδρόλυση μπορεί να πραγματοποιηθεί σε θερμοκρασία δωματίου (Leonard E. Klebanoff, Kevin C. Ott, Lin J. Simpson, Kathleen O'Malley and Ned T. Stetson, 2014). Αν και μια τεράστια γκάμα μεταλλικών υδριδίων έχουν αναπτυχθεί και διερευνηθεί για αποθήκευση με βάση τη θερμόλυση, έχουν εφαρμοστεί σχετικά λίγα για υδρόλυση και μάλιστα με μικρό ποσοστό επιτυχίας. Το πιο αξιοσημείωτο και πολλά υποσχόμενο υδρίδιο μετάλλου για υδρόλυση είναι το βοροϋδρίδιο του νατρίου (NaBH<sub>4</sub>) (Prof. Dr. Umit B. Demirci, 2018)

#### Υδρίδια στοιχειωδών μετάλλων

Τα περισσότερα μεταλλικά στοιχεία μπορούν να σχηματίσουν δυαδικές ενώσεις με υδρογόνο, δηλαδή στοιχειακά υδρίδια. Ωστόσο, τα περισσότερα από αυτά είναι ακατάλληλα για αποθήκευση υδρογόνου λόγω θερμοδυναμικής, χωρητικότητας, αποθήκευσης υδρογόνου ή και τα δύο (Gary Sandrock, 1999). Τα υδρίδια που θεωρούνται πιο πολλά υποσχόμενα για την αποθήκευση υδρογόνου σε μεγάλη κλίμακα είναι το υδρίδιο του μαγνησίου ( $MgH_2$ ) και το υδρίδιο του αργιλίου ( $AlH_3$ ).

- Υδρίδιο μαγνησίου.

Το υδρίδιο του μαγνησίου ( $MgH_2$ ) είναι ένα ελκυστικό υλικό αποθήκευσης υδρογόνου για δύο βασικούς λόγους: έχει υψηλή θεωρητική ικανότητα αποθήκευσης υδρογόνου 7,6% (wt) και το μέταλλο μαγνησίου είναι ευρέως διαθέσιμο σε χαμηλό κόστος (J.-C. Crivello, B. Dam and R. V. Denys, 2016), (V.A. Yartys, M.V. Lototskyg and E. Akiba, 2019). Δυστυχώς, ο δεσμός μεταξύ μαγνησίου και υδρογόνου είναι ισχυρός και η ενθαλπία της αφυδρογόνωσης είναι περίπου 75 kJ/mol. Επιπλέον, η χημική κινητική και των δύο αντιδράσεων υδρογόνωσης και αφυδρογόνωσης είναι αργές, κυρίως λόγω της αργής διάστασης του μοριακού υδρογόνου στην επιφάνεια του μαγνησίου και της αργής διάχυσης του υδρογόνου μέσω της φάσης υδριδίου (V.A. Yartys, M.V. Lototskyg and E. Akiba, 2019), (C.J. Webb, 2015), (Kondo-François Aguey-Zinsou and José-Ramón Ares-Fernández, 2010).

Ως αποτέλεσμα αυτών των θερμοδυναμικών και κινητικών περιορισμών, θερμοκρασίες πάνω από 300 °C είναι σημαντικό να εφαρμόζονται για την αφυδρογόνωση του καθαρού  $MgH_2$  σε λογικό ποσοστό (Yahui Sun a, Chaoqi Shen, Qiwen Lai a, Wei Liu a, Da-Wei Wang b and Kondo-Francois Aguey-Zinsou, 2018). Έχει υπάρξει ένα ευρύ φάσμα στρατηγικών εφαρμογών με στόχο τη βελτίωση της κινητικής των αντιδράσεων αφυδρογόνωσης και υδρογόνωσης (J.-C. Crivello, B. Dam and R. V. Denys, 2016), (V.A. Yartys, M.V. Lototskyg and E. Akiba, 2019), (C.J. Webb, 2015), (Yahui Sun a, Chaoqi Shen, Qiwen Lai a, Wei Liu a, Da-Wei Wang b and Kondo-Francois Aguey-Zinsou, 2018), (P. de Rango, P. Marty and D. Fruchart, 2016), (Prof. Huaiyu Shao, Dr. Liqing He, Prof. Huaijun Lin and Prof. Hai-Wen Li, 2017). Ενώ περισσότερο εξελιγμένες στρατηγικές, όπως οι νανοσυγκολλήσεις (Andreas Schneemann, James L. White, ShinYoung Kang , 2018), έχουν εφαρμοστεί με κάποια επιτυχία σε εργαστηριακή κλίμακα, τα περισσότερα υποσχόμενα συστήματα αποθήκευσης πιλοτικής κλίμακας έχουν γενικά βασιστεί στη μείωση του μεγέθους των σωματιδίων μέσω άλεσης με σφαιρίδια, κράματα, προσθήκης πρόσθετων μετάλλων μεταπτώσεως και συμπίεσης με ENG για τη βελτίωση της θερμικής αγωγιμότητας του υλικού (P. de Rango, P. Marty and D. Fruchart, 2016), (Michel Jehan and Daniel Fruchart, 2013), (K. Nogita, S. Ockert, J. Pierce, M.C. Greaves , C.M. Gourlay and A.K. Dahle , 2009). Χρησιμοποιώντας συνδυασμούς αυτών των στρατηγικών, είναι δυνατό να παραχθεί αποθήκευση υδρογόνου με βάση το μαγνήσιο ή υλικά με εξαιρετική μακροχρόνια σταθερότητα, ταχεία κινητική και επαρκείς ιδιότητες μεταφοράς θερμότητας.

Ωστόσο, η θερμοκρασία που απαιτείται για την αφυδρογόνωση και την υδρογόνωση είναι τυπικά υψηλή. Αυτό είναι το πιο σημαντικό μειονέκτημα του υδρίδιου του μαγνησίου ως υλικό αποθήκευσης υδρογόνου. Η μακροπρόθεσμη βαρυμετρική ικανότητα αποθήκευσης υδρογόνου που εμφανίζεται είναι περίπου 6% (wt) (P. de Rango, P. Marty and D. Fruchart, 2016), (K. Nogita, S. Ockert, J. Pierce, M.C. Greaves, C.M. Goulay and A.K. Dahle, 2009). Συμπυκνωμένα σφαιρίδια  $MgH_2$  μπορεί να έχουν ογκομετρικές πυκνότητες αποθήκευσης υδρογόνου  $86 \text{ kg/m}^3$  (Carsten Pohlmann, Lars Röntzsch, Siarhei Kalinichenka, Thomas Hutsch and Bernd Kieback, 2010).

- Υδρίδιο αλουμινίου.

Το άλλο πολλά υποσχόμενο μεταλλικό υδρίδιο, το υδρίδιο αλουμινίου ( $AlH_3$ ), έχει πολύ διαφορετικές ιδιότητες αποθήκευσης υδρογόνου από το  $MgH_2$ : το υδρογόνο συνδέεται σχετικά αδύναμα και η ενθαλπία της αφυδρογόνωσης είναι ακριβώς  $7 \text{ kJ/mol}$  e και έχει θεωρητική αποδέσμευση υδρογόνου 10,1% (wt). Ωστόσο, αυτή η αντίδραση είναι πρακτικά μη αναστρέψιμη, με την έννοια ότι το υδρίδιο αλουμινίου δεν μπορεί να σχηματιστεί με την άμεση αντίδραση του αλουμινίου και αερίου υδρογόνου σε οτιδήποτε άλλο εκτός από ακραίες πιέσεις (J. Graetz a, J.J. Reilly a, V.A. Yartys, J.P. Maehlen, B.M. Bulychhev, V.E. Antonov, B.P. Tarasov and I.E. Gabis, 2011).

Έτσι, το κλειδί για την εφαρμογή του υδριδίου του αργιλίου ως υλικού αποθήκευσης υδρογόνου είναι ο προσδιορισμός μιας λογικής διαδρομής για την αναγέννησή του από αλουμίνιο (Fabian Tibor, Petrie Mark, Crouch-Baker Steven and Fong Henry, 2017).

Ενώ οι οδοί ηλεκτροχημικής αντίδρασης έχουν προταθεί (Fabian Tibor, Petrie Mark, Crouch-Baker Steven and Fong Henry, 2017), οι πιο καλά διερευνημένες οδοί αντίδρασης σχηματισμού υδριδίου του αργιλίου βασίζονται σε θερμοχημικές διεργασίες (Thanh Q. Hua, Rajesh K. Ahluwalia, 2011). Το πιο ενθαρρυντικό από αυτές τις χημικές οδούς είναι ο αρχικός σχηματισμός μιας ένωσης προσθήκης υδροτριτοταγούς αμίνης αλουμινίου μέσω της υδρογόνωσης ενός μείγματος αλουμινίου και μια τριτοταγή αμίνη παρουσία τιτανίου καταλύτη σε διαλύτη, συνήθως διαιθυλαιθέρα ή THF (τετραυδροφουράνιο) (J. Graetz a, J.J. Reilly a, V.A. Yartys, J.P. Maehlen, B.M. Bulychhev, V.E. Antonov, B.P. Tarasov and I.E. Gabis, 2011). Προϊόντα προσθήκης τριτοταγούς αμίνης που σχηματίζονται εύκολα σε ήπιες συνθήκες είναι ωστόσο πολύ σταθερά για να αποσυντεθούν θερμικά χωρίς επίσης αφυδρογόνωση του σχηματισμένου υδριδίου αλουμινίου ταυτόχρονα.

Η λύση σε αυτό το πρόβλημα είναι η αντικατάσταση του αρχικά σχηματισμένου σταθερού προϊόντος προσθήκης αμίνης με μια λιγότερο σταθερή αμίνη (μέσω της λεγόμενης transamination αντίδρασης), η οποία μπορεί να επιτευχθεί σε σχετικά ήπιες συνθήκες ( $50-75 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Το λιγότερο σταθερό προϊόν που σχηματίζεται με την προσθήκη αμίνης μπορεί στη συνέχεια να αποσυντεθεί υπό χαμηλές πιέσεις (περίπου  $0,2 \text{ bar}$ ) για να δώσει υδρίδιο αλουμινίου. Τυπικές επιλογές αποτελούν οι αμίνες που σχηματίζουν σταθερά προϊόντα προσθήκης αμινουδριδίου αλουμινίου όπως για παράδειγμα η τριμεθυλαμίνη (TMA) και η διμεθυλαιθυλαμίνη (DMEA), ενώ



το προϊόν της αντίδρασης αυτών είναι συνήθως ένα προϊόν προσθήκης τριμεθυλαμίνης (TEA). Ενώ οι θερμοκρασίες που εφαρμόζονται στα διάφορα στάδια αυτών των διεργασιών είναι σχετικά μέτριες, η ανάγκη για χαμηλές πιέσεις κατά τη διάρκεια του τελικού βήματος αποσύνθεσης εξακολουθεί να σημαίνει ότι η συνολική ζήτηση ενέργειας είναι σχετικά υψηλή. Μια πρόσφατη μελέτη εκτίμησε την ενεργειακή ζήτηση της διεργασίας να είναι 13,32 kWh<sub>el</sub>/kg και 48,5 kWh<sub>el</sub>/kg όταν βασίζεται στο TMA και 10,03 kWh<sub>el</sub>/kg και 53,8 kW<sub>heat</sub>/kg όταν βασίζεται σε DMEA. Το πιο σημαντικό μερίδιο της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (>60%) αφορά τη λειτουργία κάποιων αντλιών που είναι απαραίτητες για την αποσύνθεση του προϊόντος προσθήκης TEA και στις δύο περιπτώσεις (Thanh Q. Hua , Rajesh K. Ahluwalia , 2011).

#### 4.1.6 Χημικά υδρίδια

Όπως τα μεταλλικά έτσι και τα χημικά υδρίδια συνδέονται χημικά με δεσμό υδρογόνου. Ωστόσο, αφού τα χημικά υδρίδια αποτελούνται από ελαφρύτερα στοιχεία, οι ιδιότητές τους είναι ριζικά διαφορετικές από αυτές των υδριδίων μετάλλων. Η πιο σημαντική διαφορά είναι ίσως ότι τα χημικά υδρίδια είναι γενικά υγρά σε κανονικές συνθήκες, απλοποιώντας έτσι τη μεταφορά και αποθήκευσή τους, καθώς ισορροπούν τη μεταφορά θερμότητας και μάζας κατά τη διάρκεια των διεργασιών αφυδρογόνωσης και υδρογόνωσης. Αρκετά από τα χημικά υδρίδια που προτείνονται για το υδρογόνο αποθήκευσης όπως η μεθανόλη, η αμμωνία και το μυρμηκικό οξύ, είναι επί του παρόντος χύδην χημικές ουσίες που συνήθως συντίθενται από φυσικό αέριο. Με άλλα λόγια, η χρησιμότητα αυτών των χημικών ουσιών υπερβαίνει τα όρια αποθήκευσης υδρογόνου. Το γεγονός ότι αυτές οι χημικές ουσίες είναι ήδη παραγόμενες ευρέως είναι πλεονεκτικό υπό την έννοια ότι μεγάλο μέρος της απαραίτητης υποδομής που απαιτείται για την παραγωγή, το χειρισμό και τη μεταφορά τους είναι ήδη σε ισχύ. Επίσης, η παραγωγή αυτών των χημικών ουσιών χρησιμοποιώντας υδρογόνο που προέρχεται από την ηλεκτρόλυση του νερού, παρά από την αναμόρφωση του φυσικού αερίου, δεν είναι χρήσιμο μόνο για την αποθήκευση υδρογόνου αλλά αποτελεί και έναν τρόπο μείωσης της χρήσης ορυκτών καυσίμων στην παραγωγή χημικών ουσιών. Θα πρέπει επίσης να σημειωθεί ότι ορισμένα από τα χημικά υδρίδια (μεθανόλη, αμμωνία, κλπ.) έχουν προταθεί περισσότερο ως εναλλακτικά καύσιμα όπως το υδρογόνο, παρά ως υλικά αποθήκευσής του (Joakim Andersson and Stefan Grönkvist, 2019).

#### 4.1.7 Μεθανόλη

Η μεθανόλη ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) είναι η πιο απλή αλκοόλη με αποθηκευτικές χωρητικότητες υδρογόνου 12,5% (κατά βάρος) και  $99 \text{ kg/m}^3$  (κατά όγκο). Η αποδέσμευση του υδρογόνου από τη μεθανόλη μπορεί να επιτευχθεί με διάφορους τρόπους, συμπεριλαμβανομένης της αντίδρασης με το νερό στην αναμόρφωση με ατμό. Η παραγωγή μεθανόλης από διοξείδιο του άνθρακα ( $\text{CO}_2$ ) μέσω προσθήκης υδρογόνου είναι τεχνολογία που έχει γίνει εμπορική και μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την αποθήκευση υδρογόνου (] Goerpert A et al., 2014). Η αποδέσμευση υδρογόνου μπορεί να επιτευχθεί μέσω αναμόρφωσης με ατμό της μεθανόλης (Malte Behrens and Marc Armbruster, 2012), (Orhan Özcan and Ayşe Nilgün Akin, 2019), αντίδραση η οποία απαιτεί υψηλές θερμοκρασίες ( $230\text{-}330^\circ\text{C}$ ) και χρησιμοποιείται κατά κύριο λόγο υδρογονάνθρακας και  $\text{Cu/ZnO/Al}_2\text{O}_3$  ως καταλύτες (Malte Behrens and Marc Armbruster, 2012). Η μεθανόλη μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως μέσο αποθήκευσης υδρογόνου χωρίς την ανάγκη για ενεργειακά δαπανηρές διαδικασίες διαχωρισμού από το νερό, προσφέροντας πλεονεκτήματα στην ανάκτηση και ανακύκλωση του διοξειδίου του άνθρακα (Daniel R. Palo, Robert A. Dagle, and Jamie D. Holladay, 2007) , (Dr. Alon Grinberg Dana, Oren Elishav, Prof. André Bardow, Dr. Gennady E. Shter and Prof. Gideon S. Grader, 2016).

#### 4.1.8 Αμμωνία

Η αμμωνία ( $\text{NH}_3$ ) αποτελεί ένα ελκυστικό μέσο αποθήκευσης υδρογόνου βάσει διαφόρων παραμέτρων: διαθέτει πολύ υψηλή πυκνότητα αποθήκευσης υδρογόνου, 17,7% (βάρος κατά βάρος και  $123 \text{ kg/m}^3$  για την υγρή αμμωνία στα 10 bar) και υπάρχουν ώριμες υποδομές για τη σύνθεσή της, τη μεταφορά της και τη διοχέτευσή της (Asbjørn Klerke, Claus Hviid Christensen, Jens K. Nørskovb and Tejs Vegge, 2008). Μία διαφορά σε σύγκριση με τη μεθανόλη όταν μεταβαίνουμε από τη βασισμένη σε φυσικό αέριο παραγωγή αμμωνίας στην ηλεκτρόλυση του νερού είναι ότι η διαδικασία σύνθεσης της αμμωνίας μπορεί να παραμείνει αμετάβλητη όσο το άζωτο και το υδρογόνο παραμένουν αμετάβλητα. Αυτό σημαίνει ότι τα υφιστάμενα εργοστάσια αμμωνίας θα μπορούσαν στην αρχή να προσαρμοστούν για να χρησιμοποιούν υδρογόνο από ηλεκτρόλυση με σχετική ευκολία (Peter H. Pfromm, 2017).

Η κυρίαρχη διαδικασία σύνθεσης αμμωνίας είναι η διαδικασία Haber-Bosch (A. Hellman, K. Honkala, S. Dahl, C.H. Christensen and J.K Nørskov, 2013). Παρόλο που δεν απαιτείται παροχή θερμότητας στους αντιδραστήρες κατά τη διάρκεια της διαδικασίας λόγω της εξώθερμης αντίδρασης σύνθεσης της αμμωνίας ( $30.7 \text{ kJ/mol}$ ), απαιτούνται υψηλές πιέσεις για να επιτευχθεί ευνοϊκή θερμοδυναμική. Οι συνθήκες αντίδρασης τυπικά είναι μεταξύ  $300$  και  $550^\circ\text{C}$  και  $200$  έως  $350 \text{ bar}$  (Asbjørn Klerke, Claus Hviid Christensen, Jens K. Nørskovb and Tejs Vegge, 2008). Ωστόσο, σε

μεγαλύτερες κλίμακες επεξεργασίας, η θερμότητα της αντίδρασης μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να παραχθεί αρκετός ατμός ώστε να καλυφθούν οι ενεργειακές ανάγκες για τη συμπίεση, επιτρέποντας έτσι μια πολύ ενεργειακά αποδοτική διαδικασία, παρά την υψηλή πίεση (Peter H. Pfromm, 2017), (Per Tunå, Christian Hulteberg and Serina Ahlgren, 2013). Σύγχρονα εργοστάσια αμμωνίας βασισμένα σε φυσικό αέριο εξάγουν ατμό, ο οποίος συχνά χρησιμοποιείται στην παραγωγή ουρίας κοντά σε αυτά (K Noelker and J Ruether, 2011).

Δεδομένου ότι η διαδικασία παραγωγής αμμωνίας παραμένει σχεδόν αναλλοίωτη, η μεγαλύτερη πρόκληση στο τεχνικό κομμάτι της εφαρμογής της ως μέσο μεγάλης κλίμακας αποθήκευσης υδρογόνου είναι πιθανότατα η διαδικασία αφυδρογόνωσης. Ο πιο συνηθισμένος τρόπος μετατροπής της αμμωνίας σε υδρογόνο είναι η θερμόλυση της, η ακριβής αντίθετη αντίδραση της σύνθεσης της αμμωνίας. Ενώ η αμμωνία αρχίζει να αποσυντίθεται αυτόματα σε θερμοκρασίες άνω των 200 °C, συνήθως πρέπει να παρέχεται θερμοκρασία άνω των 650 °C για να επιτευχθεί πλήρης μετατροπή (D Cheddie, 2012), (Shreya Mukherjee, Surya V. Devagurptaru, Anna Sviripa, Carl R.F. Lund and Gang Wu, 2018). Οι πιο ενεργοί καταλύτες για την αποσύνθεση της αμμωνίας βασίζονται στο ρουθίνιο (Ru), το οποίο δυστυχώς φαίνεται να είναι πολύ ακριβό για κλίμακα μεγάλης χρήσης, οδηγώντας στην αναζήτηση άλλων καταλυτών που βασίζονται σε κοβάλτιο, νικέλιο ή σίδηρο (Shreya Mukherjee, Surya V. Devagurptaru, Anna Sviripa, Carl R.F. Lund and Gang Wu, 2018). Δεδομένου ότι αυτοί οι εναλλακτικοί καταλύτες είναι λιγότερο αποδοτικοί, υψηλότερες θερμοκρασίες αντίδρασης είναι απαραίτητες για να επιτευχθεί πλήρης μετατροπή της αμμωνίας, πάνω από 900 °C για την περίπτωση του νικελίου (S. Giddey, S. P. S. Badwal, C. Munnings, and M. Dolan, 2017). Αυτές οι υψηλές θερμοκρασίες δεν είναι μόνο επιβλαβείς για το κόστος λειτουργίας, αλλά πρέπει επίσης να χρησιμοποιηθούν πιο ακριβά υλικά αντιδραστήρα (G Thomas and G Parks, 2006). Πρόσφατα, προτάθηκαν νέοι καταλύτες που βασίζονται σε αμίδες ή μίδες ελαφρών μετάλλων, οι οποίοι ενώ είναι λιγότερο ακριβοί από καταλύτες που βασίζονται σε μετάπτωση μετάλλων, απαιτούν επίσης υψηλές θερμοκρασίες (>500 °C) για να επιτευχθεί σχεδόν πλήρης μετατροπή της αμμωνίας (William I. F. David, Joshua W. Makepeace, Samantha K. Callear, Hazel M. A. Hunter, James D. Taylor, Thomas J. Wood and Martin O. Jones, 2014).

#### 4.1.9 Μυρμηκικό οξύ

Το μυρμηκικό οξύ (HCOOH) έχει μικρότερη αποθηκευτική χωρητικότητα υδρογόνου σε σχέση με τη μεθανόλη και την αμμωνία. Το μεγάλο πλεονέκτημα του μυρμηκικού οξέος είναι ότι η απελευθέρωση του υδρογόνου μπορεί να πραγματοποιηθεί σε χαμηλές θερμοκρασίες, και μάλιστα σε ορισμένες περιπτώσεις σε θερμοκρασία δωματίου (Martin Grasemann and Gábor Laurenczy, 2012). Ο πρωταρχικός περιορισμός είναι η επιλεκτικότητα της απελευθέρωσης, με το μυρμηκικό οξύ να

τείνει να αποσυντίθεται σε μονοξείδιο του άνθρακα και νερό κατά την θέρμανση. Ενώ υπάρχουν καταλύτες που βελτιώνουν την διαδικασία, αυτή παραμένει δύσκολη και παρατηρείται και απώλεια ενέργειας (Mar Pérez-Fortes a, Jan C. Schöneberger, Aikaterini Boulamanti, Gillian Harrison and Evangelos Tzimas, 2016), (Karsten Müller, Kriston Brooks and Tom Autrey, 2017).

Λόγω της ευνοϊκής θερμοδυναμικής της αντίδρασης αποσύνθεσης του μυρμηκικού οξέος, η επίτευξη υψηλών πιέσεων υδρογόνου είναι σχετικά εύκολη, ενώ έχουν αναφερθεί πιέσεις των 1200 bar με ελάχιστη παραγωγή CO (<6 ppm) (Dr. Masayuki Iguchi, Dr. Yuichiro Himeda, Dr. Yuichi Manaka, Dr. Koichi Matsuoka and Prof. Dr. Hajime Kawanami, 2015), (Hajime Kawanami, Yuichi Himeda and Gábor Laurenczy, 2017). Αυτή η ικανότητα απελευθέρωσης υδρογόνου υπό υψηλή πίεση είναι μοναδική για το μυρμηκικό οξύ ανάμεσα στα χημικά υδρίδια που περιγράφονται στην παρούσα. Ωστόσο, κατά την διάρκεια μιας τέτοιας διαδικασίας απελευθέρωσης δημιουργείται και διοξείδιο του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) υψηλής πίεσης. Για να γίνει ο διαχωρισμός του CO<sub>2</sub> και του υδρογόνου σε υψηλή πίεση προκειμένου να αποφευχθεί η επανασυμπύεση του υδρογόνου, πιο ελκυστική επιλογή φαίνεται να είναι ο περιορισμός του διοξειδίου του άνθρακα καθώς το κρίσιμο σημείο (το κρίσιμο σημείο είναι η θερμοκρασία και η πίεση στην οποία δεν μπορεί πλέον να γίνει διάκριση μεταξύ υγρού και αερίου) του CO<sub>2</sub> είναι στα 31,1°C και 73,8 bar. Αυτό υποδηλώνει ότι η ψύξη του μείγματος υπό υψηλή πίεση μπορεί να αποτελέσει έναν εφικτό τρόπο διαχωρισμού (Dr. Masayuki Iguchi, Dr. Yuichiro Himeda, Dr. Yuichi Manaka, Dr. Koichi Matsuoka and Prof. Dr. Hajime Kawanami, 2015). Εάν το πρόβλημα μπορεί να επιλυθεί με οικονομικά βιώσιμο τρόπο, η δυνατότητα απελευθέρωσης υδρογόνου χωρίς την ανάγκη μηχανικών συμπιεστών είναι ελκυστική σε πολλές εφαρμογές, κυρίως για το γέμισμα των καυστήρων υδρογόνου σε πρατήρια για κυψέλες καυσίμου (Dr. Masayuki Iguchi, Dr. Yuichiro Himeda, Dr. Yuichi Manaka, Dr. Koichi Matsuoka and Prof. Dr. Hajime Kawanami, 2015), (Hajime Kawanami, Yuichi Himeda and Gábor Laurenczy, 2017).

#### 4.2 Μεταφορά υδρογόνου

Η μεταφορά του υδρογόνου μπορεί να γίνει σε μορφή αερίου, υγρού ή μεταλλικών υδριδίων μέσω οδικών μεταφορών (με φορτηγά που μεταφέρουν σωληνωτά ρυμουλκούμενα, βυτιοφόρα, φορτηγά μεταφοράς εμπορευματοκιβωτίων, εμπορευματοκιβώτια σιδηροδρομικών οχημάτων), αγωγών για τη μεταφορά και διανομή του GH<sub>2</sub> ή μέσω θαλάσσιων μεταφορών (με τη χρήση δεξαμενόπλοιου LH<sub>2</sub> ή με τη χρήση πλοίων παρόμοιων με αυτά που χρησιμοποιούνται για το φυσικό αέριο) (H. Nazir et al., 2020).

Η παράδοση του υδρογόνου είναι ένα σημαντικό ζήτημα για μια εφικτή υδρογονοοικονομία. Απαιτείται η κατάλληλη υποδομή για τη μεταφορά του υδρογόνου από το σημείο παραγωγής του στον σταθμό ανεφοδιασμού ή σε μια

εγκατάσταση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Υπάρχουν τρεις πιθανοί τρόποι μεταφοράς του υδρογόνου: (α) ρυμουλκούμενα με συμπιεσμένο σωλήνα, (β) φορτηγά με κρυογενικά υγρά, και (γ) αγωγοί συμπιεσμένου αερίου. Συνδυασμός αυτών των τριών επιλογών μπορεί να χρησιμοποιηθεί κατά τα διάφορα στάδια ανάπτυξης της αγοράς υδρογόνου. Πιο αναλυτικά, κατά την αρχική επαγγελματική περίοδο μπορούν να χρησιμοποιηθούν ρυμουλκούμενα με συμπιεσμένο σωλήνα επειδή η ζήτηση πιθανότατα θα είναι σχετικά μικρή. Με αυτόν τον τρόπο θα αποφευχθούν απώλειες λόγω εξάτμισης που προκύπτουν από την αποθήκευση του υγρού υδρογόνου (boil-off). Ακόμα, τα φορτηγά με κρυογενικά υγρά είναι κατάλληλα για την ικανοποίηση των αυξανόμενων απαιτήσεων των αναπτυσσόμενων αγορών επειδή μπορούν να μεταφέρουν μεγαλύτερες ποσότητες από τα ρυμουλκούμενα με συμπιεσμένο σωλήνα. Τέλος, οι αγωγοί μπορούν να τοποθετηθούν στρατηγικά για τη μεταφορά του υδρογόνου σε περιοχές υψηλής ζήτησης καθώς η ζήτηση για υδρογόνο αυξάνεται, γεγονός που απαιτεί τη δημιουργία περισσότερων εγκαταστάσεων παραγωγής υδρογόνου σε λειτουργία (Dale R. Simbeck and Elaine Chang, 2002), (Manoj Pudukudy a b d, Zahira Yaakob, Masita Mohammad, Binitha Narayanan and Kamaruzzaman Sorian, 2014). Το Σχήμα 23 συνοψίζει τις διάφορες πτυχές των διαφόρων μεθόδων παράδοσης του υδρογόνου. Οι σημαντικοί παράγοντες που επηρεάζουν το κόστος παράδοσης είναι: το εύρος (ρυθμός ροής υδρογόνου στην πόλη), ο αριθμός των σταθμών και η απόσταση παράδοσης (Yang, Christopher Nicholas, Michael A Ogden and Joan M, 2006). Παρόλο που η μεταφορά με αγωγούς προτιμάται για τα αέρια, η μεταφορά του υδρογόνου με φορτηγά θα διαδραματίσει ρόλο σε μια υδρογονοοικονομία για τη μεταφορά σχετικά μικρών ποσοτήτων υδρογόνου σε μικρότερες αποστάσεις. Ωστόσο, η χαμηλή πυκνότητα του αερίου υδρογόνου καθιστά τη μεταφορά του υπό πίεση ή υγρού υδρογόνου ακατάλληλη από πλευράς αποδοτικότητας (Kaspar Lasn and Andreas T. Echtermeyer, 2014), (U Bossel, 2006). Παρόλο που είναι οικονομικά αποδοτική, η μεταφορά με αγωγούς υποφέρει από περιορισμούς στην απόσταση παράδοσης και τη διάβρωση. Δεδομένου ότι το υδρογόνο μπορεί εύκολα να μεταφέρεται στην κρυσταλλική δομή των περισσότερων μετάλλων, αναμένεται ότι οι αγωγοί υδρογόνου θα βοηθούν στην αποφυγή προβλημάτων όπως η ευθραυστότητα και η διάβρωση. Για μεταλλικούς αγωγούς υπό πίεση έως 7000 psi (48MPa) προτιμάται ανοξείδωτος χάλυβας υψηλής καθαρότητας με μέγιστη σκληρότητα 80 HRB (Cadwallader, L C and Herring, J S, 1999).

Η παράδοση του υδρογόνου συμβάλλει σημαντικά στο κόστος, την ενεργειακή χρήση και τις εκπομπές που συνδέονται με τις διαδρομές του υδρογόνου που εμπλέκουν την κεντρική παραγωγή. Η επιλογή του φθηνότερου τρόπου παράδοσης θα εξαρτηθεί από τα συγκεκριμένα γεωγραφικά και αγοραστικά χαρακτηριστικά (π.χ. πληθυσμός της πόλης και ακτίνα, πυκνότητα πληθυσμού, μέγεθος και αριθμός σταθμών ανεφοδιασμού αλλά και διείσδυση στην αγορά οχημάτων με κυψέλες καυσίμου) (Christopher Yang and Joan Ogden, 2007). Οι αγωγοί έχουν χρησιμοποιηθεί για τη μεταφορά υδρογόνου για περισσότερο από

50 χρόνια και σήμερα υπάρχουν περίπου 16.000 χιλιόμετρα αγωγών υδρογόνου σε όλο τον κόσμο μέσω των οποίων παρέχεται υδρογόνο σε πετρελαιοκηλιδώματα και χημικά εργοστάσια. Υπάρχουν πυκνά δίκτυα, για παράδειγμα, μεταξύ Βελγίου, Γαλλίας και Κάτω Χωρών, στην περιοχή Ruhr στη Γερμανία ή κατά μήκος της ακτής του Κόλπου στις Ηνωμένες Πολιτείες. Οι αγωγοί χαρακτηρίζονται από αρκετά χαμηλά λειτουργικά κόστη, κυρίως για την ενέργεια των συμπιεστών, αλλά και από υψηλά κεφαλαιουχικά κόστη. Η υγρή μορφή του υδρογόνου μπορεί να μεταφέρεται μέσω πολλών μέσων, όπως φορτηγά, αμαξοστοιχίες ή πλοία. Το υγρό υδρογόνο έχει υψηλά λειτουργικά κόστη λόγω της ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται για τη ρευστοποίησή του (που αντιστοιχεί σε 30-60% του συνολικού κόστους της ρευστοποίησης και μπορεί επίσης να αντιπροσωπεύει σημαντικό μέρος του αποτυπώματος CO<sub>2</sub>). Για να επιτευχθεί η επιθυμητή ψύξη στις διαδικασίες ρευστοποίησης χρησιμοποιούνται συνδυασμοί συμπιεστών, θερμοστάτες, κινητήρες και βαλβίδες περιορισμού (W Amos, 1999). Το κεφάλαιο του συγκεκριμένου συστήματος εξαρτάται από την ποσότητα του υδρογόνου που χρειάζεται να μεταφερθεί και την απόσταση παράδοσης. Αυτό το σύστημα γίνεται χρήσιμο όταν η απόσταση είναι έως και 200 μίλια ή λιγότερο. Η απόσταση είναι επίσης ο καθοριστικός παράγοντας μεταξύ υγρών και αερίων αγωγών μεταφοράς. Τα κόστη μεταφοράς υδρογόνου κυμαίνονται συνήθως στο εύρος 1-4 ct/kWh (0,3-1,3 \$/kg). Λόγω των συγκεκριμένων φυσικών και χημικών ιδιοτήτων του υδρογόνου, οι αγωγοί πρέπει να είναι από μη πορώδεις υψηλής ποιότητας υλικά όπως είναι ανοξείδωτος χάλυβας. Επομένως, οι επενδύσεις σε έναν αγωγό υδρογόνου για μία δεδομένη διάμετρο είναι έως και δύο φορές υψηλότερες από αυτές για αγωγούς φυσικού αερίου (Michael Ball and Martin Wietschel, 2009).

Η συζήτηση σε αυτήν την ενότητα δείχνει ότι η μεταφορά του υδρογόνου μπορεί να μην παρουσιάζει τεχνικά πολλές προκλήσεις όσο άλλα στοιχεία της υδρογονοοικονομίας, αλλά εντούτοις αποτελεί σημαντικό συστατικό της υδρογονοοικονομίας και απαιτεί σημαντικές επενδύσεις.

**Table 4**  
Various aspects of different hydrogen delivery methods [74].

	Pipeline	Liquid (road)	Liquid (ship)	Tube trailer
Advantages	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Large volumes</li> <li>- High efficiency</li> <li>- Also provides storage and buffering</li> <li>- Low variable cost</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Higher volumes than compressed gas</li> <li>- High efficiency</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Could allow international transport</li> <li>- Very high volumes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Can be deployed at small scales</li> </ul>
Disadvantages	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Capital intensive</li> <li>- Needs large volumes of hydrogen to justify pipeline costs</li> <li>- Required volume increases with distance</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Expense and inefficiency of the liquefaction process</li> <li>- Boil-off losses</li> <li>- Increases road traffic</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No experience of LH<sub>2</sub> shipment</li> <li>- Not feasible until large supply and demand exists</li> <li>- Boil-off losses are more significant than road</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Small deliveries per truck</li> <li>- Energy inefficient</li> <li>- Cannot handle large capacities</li> <li>- Increases traffic</li> </ul>
Suitable for	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Large and very large quantities of gas</li> <li>- Where pipeline storage is used</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Large quantities of gas</li> <li>- Where liquid storage is used</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Very large quantities of gas</li> <li>- International transport</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Small quantities of gas</li> <li>- Small distances</li> </ul>
Capacity	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Up to 100,000 kg/h (3.9 GW)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Up to 4000 kg per truck</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potentially 10 million kg per shipment</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Up to 400 kg (delivered) per truck</li> </ul>
Capital costs	<ul style="list-style-type: none"> <li>- \$200,000–1,000,000 per km</li> <li>- \$0.1–2.0/kg H<sub>2</sub> or more depending on distance and capacity</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- \$300,000–400,000 per truck</li> <li>- \$0.3/kg H<sub>2</sub> (excluding liquefaction plant)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- \$155 million for LNG barge could be 3–4 times higher for LH<sub>2</sub> barge</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- w\$300,000 per truck</li> <li>- \$0.10–0.40/kg</li> </ul>
O&M costs	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Energy costs of pipeline compressors</li> <li>- w\$0.03/kg</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Driver labour at w\$18/h</li> <li>- \$0.02–0.20/kg</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Crew labour and fuel</li> <li>- Uncertain</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Driver labour</li> <li>- \$0.5–2.0/kg</li> </ul>
Total cost \$/kg/100 km	\$0.10–1.00	\$0.3–0.5	\$1.8–2.0	\$0.5–2.0/kg
Energy required	Pipeline compressors	Transport fuel	Transport fuel	Transport fuel
Efficiency	– 99.2% per 100 km	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 99% per 100 km for transport</li> <li>- 75% efficiency of liquefaction</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fuel use unknown</li> <li>- boil-off 0.3% per day</li> </ul>	– 94% per 100 km

Σχήμα 23 : Διάφορες πτυχές των διαφορετικών μεθόδων μεταφοράς και διανομής του υδρογόνου

### 4.3 Ανεφοδιασμός Υδρογόνου

Η διαδικασία προμήθειας καυσίμου (bunkering) παρέχει καύσιμο σε ένα πλοίο για τη μεταφορά φορτίου ή τη χρήση από τον εξοπλισμό εντός του πλοίου. Στην τρέχουσα βιομηχανία, αναμένεται ότι το υγροποιημένο υδρογόνο θα προμηθευτεί με παρόμοιο τρόπο με το υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG) και το αέριο υδρογόνο μπορεί να προμηθευτεί με συχνές φορτοεκφόρτωσης μεταξύ πλοίων και τερματικών σταθμών. Η υγροποίηση του υδρογόνου απαιτείται να εγκρίνεται από τις σχετικές αρχές, συμπεριλαμβανομένων των περιφερειακών αρχών, των κυβερνήσεων, των προμηθευτών καυσίμων και των πιθανών κανονιστικών διατάξεων για την οδική μεταφορά και ταυτόχρονα να προσαρμόζεται στις απαιτήσεις των καυσίμων του κάθε πλοίου. Οι διευθυντικές διατάξεις μπορεί να εξαρτώνται επίσης από τις ταυτόχρονες λειτουργίες όπως η φόρτωση/εκφόρτωση φορτίου ή από άλλες δραστηριότητες στο λιμάνι.

Οι εγκαταστάσεις προμήθειας υγρού υδρογόνου αναμένεται να έχουν υψηλότερο κεφαλαιουχικό κόστος από τις εγκαταστάσεις προμήθειας LNG. Αυτό οφείλεται στις αυξημένες απαιτήσεις για κρυογονική αποθήκευση του υδρογόνου και στα προηγμένα εξαρτήματα που απαιτούνται για τους αγωγούς και τους σφραγισμένους χώρους.

Για τις προμήθειες συμπιεσμένου αερίου υδρογόνου, μπορούμε να υποθέσουμε ότι μια έννοια διανομής παρόμοια με αυτήν των εγκαταστάσεων που χρησιμοποιούνται

στα οδικά οχήματα ή τα λεωφορεία μπορεί να εφαρμοστεί στις εγκαταστάσεις σχεδιασμού των πλοίων. Κατά τη μεταφορά από ένα δοχείο σε ένα άλλο, η λειτουργία πρέπει να γίνεται με τρόπο που διατηρεί το υδρογόνο στις σωστές θερμοκρασίες, πιέσεις και όγκους.

Η διαθεσιμότητα υδρογόνου στο λιμάνι μπορεί να είναι καίριος παράγοντας λόγω του υψηλού κόστους αγωγών υδρογόνου ή αλυσίδων διανομής. Ενώ οι επενδύσεις στην υποδομή για την αύξηση της διαθεσιμότητας του υδρογόνου μπορεί να φαίνονται μεγάλες, όταν ληφθούν υπόψη τα συνολικά κόστη ναυτιλίας (δηλαδή τα κόστη καυσίμων) ενός πλοίου διάρκειας ζωής 15-20 ετών, οι τροποποιήσεις στη υποδομή μπορούν να έχουν ένα σχετικά μικρό κόστος (American Bureau of Shipping, 2021).

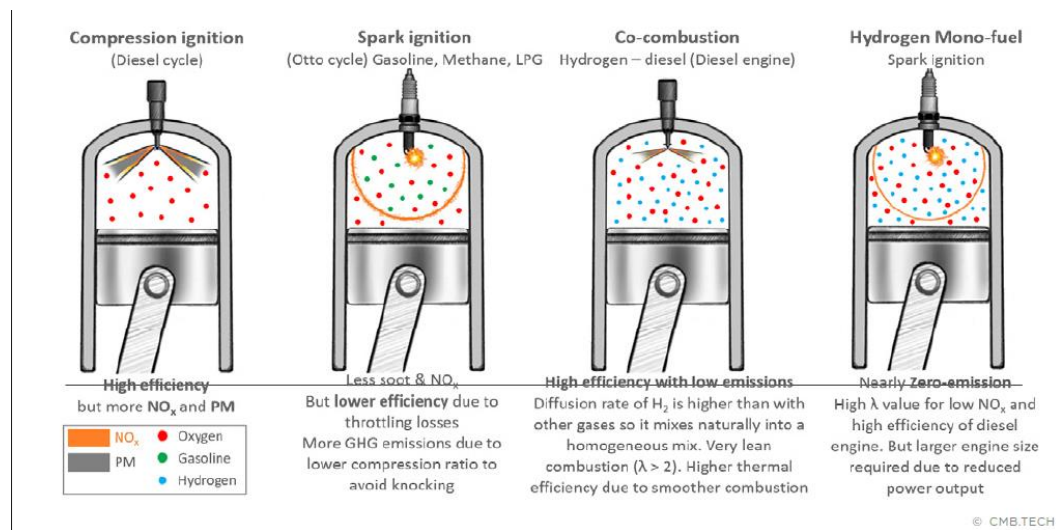
## **5 Εναλλακτικές τεχνολογίες για τη χρήση του υδρογόνου ως καύσιμο**

### **5.1 Καύση σε Μηχανές Εσωτερικής Καύσης- ΜΕΚ**

Το υδρογόνο ως καύσιμο έχει χρησιμοποιηθεί σε κινητήρες εσωτερικής καύσης, αεριοστρόβιλους κινητήρες και κυψέλες καυσίμου. Όταν χρησιμοποιείται σε μια κυψέλη καυσίμου, παράγεται ηλεκτρική ενέργεια, νερό και θερμότητα με μια διαδικασία υψηλής απόδοσης. Οι κυψέλες καυσίμου για τη ναυτιλία είναι διαθέσιμες σε μεγάλο εύρος ισχύος, ειδικά όταν συνδέονται σε σειρά για την αύξηση της ισχύος για οποιαδήποτε ναυτιλιακή απαίτηση. Για μεγάλες απαιτήσεις ισχύος στα πλοία, μπορεί να απαιτηθούν πολλαπλές κυψέλες καυσίμου για να αυξηθεί η παρεχόμενη ισχύς. Επιπλέον, για τη διαχείριση χαμηλής ή υψηλής ζήτησης ενέργειας, συνήθως εγκαθίστανται συστήματα αποθήκευσης ενέργειας μπαταριών για να επιτρέψουν στις κυψέλες καυσίμου να λειτουργούν με βέλτιστο φορτίο. Οι επεκταμένες εγκαταστάσεις κυψελών καυσίμου και των συστημάτων υβριδισμού ή μπαταριών μπορεί ακόμη να μην είναι ανταγωνιστικές σε κόστος σε σχέση με εναλλακτικές επιλογές παραγωγής ισχύος, καθώς οι κεφαλαιουχικές δαπάνες (CAPEX) ενδέχεται να είναι υψηλές. Οι λειτουργικές δαπάνες (OPEX) μπορεί να επωφεληθούν από χαμηλότερα κόστη συντήρησης των κυψελών καυσίμου, αλλά υπάρχουν υψηλά κόστη παραγωγής καυσίμου. Για αυτόν τον λόγο, είναι σημαντικό οι πρώτοι κινητήρες, συμπεριλαμβανομένων τόσο των κυψελών καυσίμου όσο και των κινητήρων καύσης, να είναι όσο το δυνατόν πιο αποδοτικοί ως προς τη χρήση του καυσίμου που αποθηκεύεται στο σκάφος αλλά και κατά τη διάρκεια των λειτουργικών δαπανών. Επιπλέον, πρέπει να παρέχεται κατάρτιση και κατάλληλη τεχνογνωσία για το προσωπικό και τους χειριστές των συστημάτων κυψελών καυσίμου και υβριδικών

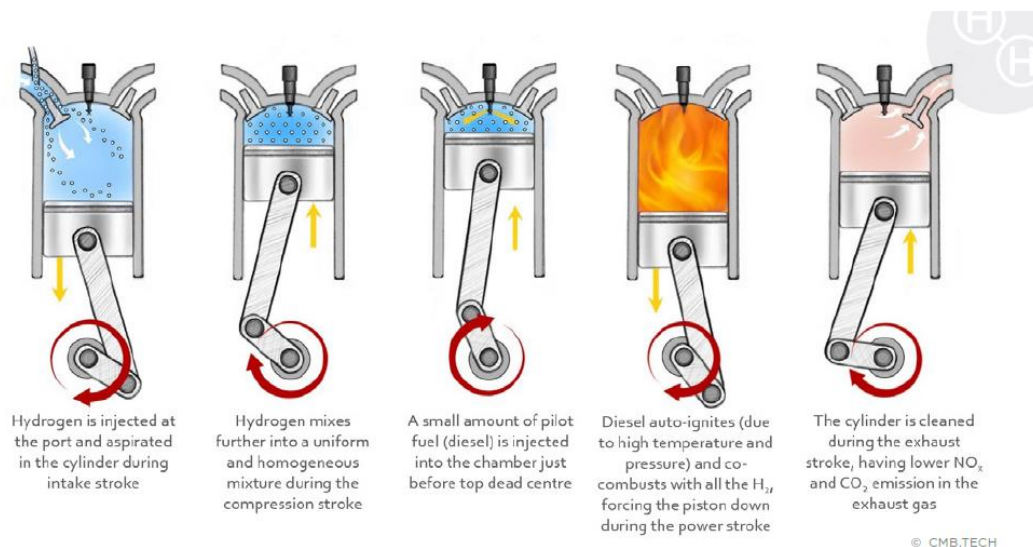


συστημάτων μιας και ενδέχεται να μην είναι εξοικειωμένοι με αυτήν την σχετικά νέα τεχνολογία και τις λειτουργικές της πρακτικές.



Σχήμα 24 : Πιθανά συστήματα εσωτερικής καύσης που περιέχουν υδρογόνο (American Bureau of Shipping, 2021)

Μέσω φάσματος ευρείας ευφλεκτότητας οι κινητήρες υδρογόνου μπορούν να λειτουργούν με αναλογίες αέρα προς καύσιμο που κυμαίνονται από 34:1 έως 180:1. Οι κινητήρες υδρογόνου μονού και διπλού καυσίμου μπορούν επίσης να λειτουργήσουν σε κύκλο καύσης και να μειώσουν τις εκπομπές NO<sub>x</sub>. Ωστόσο, ανάλογα με τις επιτυγχανόμενες αναλογίες αέρα/καυσίμου υπάρχει η πιθανότητα οι τεχνολογίες μείωσης των NO<sub>x</sub> να είναι η επιλεκτική καταλυτική αναγωγή (SCR) ή οι τεχνολογίες ανακυκλοφορίας καυσαερίων (EGR). Στο σχήμα 25 παρουσιάζεται η H<sub>2</sub>/ντίζελ διεργασία συν-καύσης.



Σχήμα 25 : Διεργασία καύσης με πρόσμιξη υδρογόνου σε κινητήρα diesel (American Bureau of Shipping, 2021)

Οποιαδήποτε εξόδος υδρογόνου ή συστήματος υδρογόνου πρέπει να θεωρείται ως επικίνδυνη ζώνη. Για αυτό απαιτείται να τοποθετούνται σε αποδεκτή απόσταση από εισαγωγές αέρα ή εξαγωγές συστημάτων εξαερισμού.

Η μηχανή εσωτερικής καύσης υδρογόνου αποτελεί σύγχρονη πραγματικότητα, καθώς ακόμα και η προσαρμογή μιας σύγχρονης MEK βενζίνης στην καύση του υδρογόνου υπό προϋποθέσεις χωρίς υψηλές απαιτήσεις λειτουργίας, δεν είναι δύσκολο να επιτευχθεί. Το δύσκολο είναι η σωστή, ομαλή και αξιόπιστη λειτουργία της μηχανής, με βελτιστοποίηση της απόδοσης και επίτευξη ικανοποιητικής ισχύος απουσίας φαινομένων ανώμαλης καύσης. Όλα τα παραπάνω είναι εφικτά, αρκεί να τηρηθούν βασικές αρχές σχεδιασμού των επιμέρους τμημάτων και υποσυστημάτων της μηχανής, με γνώμονα τις ιδιαιτερότητες του υδρογόνου και φυσικά να υιοθετηθούν ρυθμίσεις με οδηγό τις τόσο διαφορετικές από την βενζίνη ιδιότητες καύσης του νέου καυσίμου (American Bureau of Shipping, 2021).

## 5.2 Χρήση υδρογόνου στους πιο αξιoσημείωτους τύπους κυψελών καυσίμου

Υπάρχουν έξι κυρίαρχοι τύποι κυψελών καυσίμου (Fuel Cells, FCs). Το κριτήριο για την κατηγοριοποίησή τους σχετίζεται με τον ηλεκτρολύτη που χρησιμοποιούν. Διακρίνονται στους εξής τύπους:

- AFC, "Αλκαλική Κυψέλη Καυσίμου" (Alkaline Fuel Cell)
- PEMFC, "Κυψέλη Καυσίμου με Μεμβράνη Ανταλλαγής Πρωτονίων" (Proton Exchange Membrane Fuel Cell)
- DMFC, "Κυψέλη Καυσίμου με Άμεση Χρήση Μεθανόλης" (Direct Methanol Fuel Cell)
- PAFC, "Κυψέλη Καυσίμου με Φωσφορικό Οξύ" (Phosphoric Acid Fuel Cell)
- MCFC, "Κυψέλη Καυσίμου με Λιωμένο Καρβονικό Οξύ" (Molten Carbonate Fuel Cell)
- SOFC, "Κυψέλη Καυσίμου με Στερεό Οξείδιο" (Solid Oxide Fuel Cell)

Επιπλέον, υπάρχει μια γενικότερη διάκριση που σχετίζεται με τη θερμοκρασία λειτουργίας των κυψελών καυσίμου δημιουργώντας τρεις μεγάλες ομάδες:

- Κυψέλες χαμηλής θερμοκρασίας που λειτουργούν περίπου στους 80 βαθμούς Κελσίου: οι AFC, PEMFC και DMFC.
- Κυψέλες ενδιάμεσης θερμοκρασίας που λειτουργούν περίπου στους 200 βαθμούς Κελσίου: η PAFC.
- Κυψέλες υψηλής θερμοκρασίας που λειτουργούν μεταξύ των 650 και 1000 βαθμών Κελσίου: οι MCFC και SOFC (JJ de-Troya, 2016).

Για να επιλεγεί ο καταλληλότερος τύπος κυψέλης, πρέπει να ληφθούν υπόψη τα ακόλουθα χαρακτηριστικά για κάθε τύπο:

### PEMFC:

Οι κυψέλες καυσίμου πολυμερούς μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (PEMFCs) αποτελούν εξελιγμένη τεχνολογία η οποία χρησιμοποιεί πολυμερή μεμβράνη ως ηλεκτρολύτη και πολύτιμα μέταλλα, κυρίως λευκόχρυσο, ως καταλύτη. Αυτό που τις ξεχωρίζει είναι η ικανότητά τους να λειτουργούν σε χαμηλότερες θερμοκρασίες (μεταξύ 27 και 93 °C) σε σύγκριση με άλλους τύπους κυψελών καυσίμου.

Η χαμηλή θερμοκρασία λειτουργίας των PEMFCs επιτρέπει τη γρήγορη εκκίνηση χωρίς τη χρήση διαβρωτικών συστατικών στις κυψέλες, καθιστώντας τις κατάλληλες για χρήση σε εφαρμογές που απαιτούν γρήγορη εκκίνηση ή επιτάχυνση. Επιπλέον, μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε σταθερές εφαρμογές, όπως τηλεπικοινωνίες, κέντρα δεδομένων και κατοικίες.

Οι PEMFCs διακρίνονται σε υψηλής και χαμηλής θερμοκρασίας (HT/LT - PEMFCs), με τις χαμηλής θερμοκρασίας να επιτρέπουν ευρύτερη εφαρμογή, ειδικά σε μεταφορικά μέσα και εμπορικές χρήσεις, όπως η κίνηση υποβρυχίων.

Κύριο καύσιμο των PEMFCs είναι το καθαρό αέριο υδρογόνο, λόγω της χρήσης πολύτιμων μετάλλων και των χαμηλότερων θερμοκρασιών λειτουργίας. Η απόδοσή τους κυμαίνεται μεταξύ 40% και 60%, ενώ μπορούν να ανταπεξέλθουν σε μεγάλες και ξαφνικές αλλαγές στην ισχύ εξόδου (J.I. Linares , L.E. Herranz and B.Y. Moratilla, 2011).

### AFC:

Οι κυψέλες καυσίμου αλκαλικής μεμβράνης (AFCs) έχουν διακριθεί για τον σημαντικό ρόλο τους στην αποστολή της NASA, Apollo, καθώς χρησιμοποιήθηκαν για την παροχή νερού και ηλεκτρισμού στο πλήρωμα. Αυτές οι κυψέλες καυσίμου χρησιμοποιούν πορώδεις ηλεκτρολύτες κορεσμένους με αλκαλικό διάλυμα και διαθέτουν αλκαλική μεμβράνη, όπως υποδηλώνεται από το όνομά τους.

Τα AFCs θεωρούνται από τους πιο αποδοτικούς τύπους κυψελών καυσίμου, με τη δυνατότητα ηλεκτρικής απόδοσης να αγγίζει το 60% και ακόμη υψηλότερα ποσοστά (από 80% έως 90%) σε συνδυασμένες εφαρμογές θερμότητας και ισχύος.

Ο ηλεκτρολύτης στις AFCs είναι το υδατικό διάλυμα υδροξειδίου του καλίου (KOH) και λειτουργεί σε θερμοκρασίες περίπου από 50 έως 250 βαθμούς Κελσίου. Λόγω των χαμηλών θερμοκρασιών λειτουργίας αυτές οι κυψέλες εκκινούν γρήγορα. Ένα από τα μειονεκτήματά τους είναι ότι το διάλυμα KOH είναι εξαιρετικά ευαίσθητο στην παρουσία του CO<sub>2</sub>, και χρειάζονται εξαιρετικά καθαρό υδρογόνο ως καύσιμο. Ευρέως χρησιμοποιούνται σε διαστημικές εφαρμογές και υπολογιστές (J.I. Linares , L.E. Herranz and B.Y. Moratilla, 2011).

### PAFC:

Οι κυψέλες καυσίμου με φωσφορικό οξύ (PAFCs) χρησιμοποιούν υγρό φωσφορικό οξύ, κεραμικό ηλεκτρολύτη και καταλύτη λευκόχρυσου. Αυτές οι κυψέλες λειτουργούν παρόμοια με τις κυψέλες καυσίμου PEM, παρέχοντας ένα παρόμοιο επίπεδο απόδοσης. Ωστόσο, οι PAFCs λειτουργούν σε υψηλότερες θερμοκρασίες, επιτρέποντάς τους να χειρίζονται μικρές ποσότητες ακαθαρσιών στα καύσιμα.

Οι PAFCs συνήθως χρησιμοποιούνται σε λειτουργία συμπαραγωγής, παρέχοντας όχι μόνο ηλεκτρική ενέργεια, αλλά και θερμότητα που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για θέρμανση και ψύξη. Επομένως, εμφανίζονται συχνά σε εφαρμογές όπου απαιτείται υψηλή ενεργειακή απόδοση, όπως νοσοκομεία, σχολεία και κέντρα παραγωγής και επεξεργασίας.

Η λειτουργία αυτής της κυψέλης επιτυγχάνεται σε θερμοκρασίες μεταξύ 50 και 250 βαθμών Κελσίου και η χημική αντίδραση είναι παρόμοια με αυτή της PEMFC. Η βασική διαφορά είναι ότι απαιτείται καθαρό υδρογόνο ως καύσιμο και η λύση φωσφορικού οξέος χρησιμοποιείται τόσο στην άνοδο όσο και στην κάθοδο, ενώ ο λευκόχρυσος λειτουργεί ως ηλεκτροκαταλύτης (J.I. Linares , L.E. Herranz and B.Y. Moratilla, 2011).

### MCFC:

Οι κυψέλες καυσίμου τετηγμένου άνθρακα (MCFCs) λειτουργούν σε υψηλές θερμοκρασίες, άνω των 650°C, χρησιμοποιώντας ένα τετηγμένο μίγμα ανθρακικού άλατος που αιωρείται σε κεραμικό πλέγμα ως ηλεκτρολύτης. Η υψηλή αυτή θερμοκρασία επιτρέπει στις MCFCs να χρησιμοποιούν καταλύτες εκτός του λευκόχρυσου μέσω της διαδικασίας της αυτοθερμικής αναμόρφωσης μειώνοντας έτσι το συνολικό κόστος του συστήματος.

Οι MCFCs μπορούν επίσης να χρησιμοποιούν φυσικό αέριο απευθείας ως πηγή καυσίμου, καθώς οι υψηλές θερμοκρασίες επιτρέπουν την αναμόρφωση του φυσικού αερίου σε υδρογόνο εντός του ίδιου του συστήματος. Αυτές οι κυψέλες μπορούν να φτάσουν σε απόδοση 50-60% και 70-80% σε συνδυασμένες εφαρμογές θερμότητας και ισχύος (CHP). Επομένως, αναπτύσσονται συνήθως σε σταθερές εφαρμογές, παρέχοντας υψηλής ποιότητας πρωτογενή και εφεδρική ενέργεια σε επιχειρήσεις κοινής ωφελείας και βιομηχανικές εγκαταστάσεις. Είναι επίσης κατάλληλες για ναυτιλιακές εφαρμογές όπου το μεγάλο μέγεθος και βάρος τους καθώς και ο χρόνος εκκίνησής τους δεν αποτελούν σημαντικό θέμα (J.I. Linares , L.E. Herranz and B.Y. Moratilla, 2011).

### SOFC:

Οι κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου (SOFCs) είναι γνωστοί για τις υψηλές θερμοκρασίες λειτουργίας τους, περίπου 980°C. Χρησιμοποιούν πυκνό στρώμα

κεραμικού ως ηλεκτρολύτη το οποίο επιτρέπει την αγωγιμότητα των ιόντων οξυγόνου σε υψηλές θερμοκρασίες.

Οι SOFCs μπορούν να επιτύχουν ηλεκτρική απόδοση από 40% έως 60% και 70% - 80% σε συνδυασμένες εφαρμογές θερμότητας και ισχύος. Χρησιμοποιούνται σε μια σειρά εφαρμογών, από μικρές βοηθητικές οικιακές μονάδες που τροφοδοτούν με θερμότητα και ηλεκτρική ενέργεια τα σπίτια, μέχρι μεγάλης κλίμακας στατικές γεννήτριες ισχύος για μεγαλύτερα κτίρια και επιχειρήσεις.

Αυτοί οι τύποι κυψελών λειτουργούν σε υψηλές θερμοκρασίες μεταξύ 600 και 1000 βαθμών Κελσίου. Λόγω της υψηλότερης θερμοκρασίας, η άμεση εσωτερική αναμόρφωση των υδρογονανθράκων, όπως το υδροποιημένο φυσικό αέριο και η μεθανόλη, καθώς και η άμεση θερμική πυρόλυση της αμμωνίας (NH<sub>3</sub>) σε ένα σύστημα μονάδων SOFC είναι δυνατές. Ο συνδυασμός ενός συστήματος SOFC με μια μπαταρία θα μειώσει τη θερμική καταπόνηση και θα εξασφαλίσει επίσης μια πιο ευέλικτη λειτουργία (J.I. Linares , L.E. Herranz and B.Y. Moratilla, 2011).

#### DMFC:

Οι κυψέλες καυσίμου άμεσης μεθανόλης (DMFCs) χρησιμοποιούν πολυμερή μεμβράνη ως ηλεκτρολύτη και συνήθως καταλύτη από πλατίνα. Αντίθετα με τα PEMFCs, τα DMFCs αντλούν υδρογόνο από υγρή μεθανόλη αντί να το χρησιμοποιούν απευθείας ως καύσιμο υδρογόνο. Λειτουργούν σε σχετικά χαμηλές θερμοκρασίες, μεταξύ 51 και 122 °C. Οι εφαρμογές των DMFCs συναντώνται τόσο σε μικρά ηλεκτρονικά, όπως οι φορτιστές μπαταριών και οι φορητοί υπολογιστές, όσο και σε μεγαλύτερες εφαρμογές όπως είναι η στατική εφεδρική ισχύς για τηλεπικοινωνίες.

Οι DMFC λειτουργούν σε θερμοκρασίες μεταξύ 50 και 120 βαθμών Κελσίου, με απόδοση που μπορεί να φτάσει έως και το 40%. Η μεθανόλη ως υγρό καύσιμο είναι πιο εύκολο να ενσωματωθεί στα υφιστάμενα δίκτυα μεταφοράς και διανομής. Η άμεση μετατροπή της μεθανόλης εντός της στοιβας των κυψελών απαιτεί την παρουσία μεγάλων ποσοτήτων πλατίνας στα ηλεκτρόδια.

Οι DMFC φαίνεται ότι αποτελούν ελπιδοφόρα επιλογή για πολύ μικρές έως μεσαίου μεγέθους εφαρμογές, όπως κινητά τηλέφωνα και άλλα καταναλωτικά προϊόντα, λόγω της υψηλής πυκνότητας ενέργειας και της ασφαλούς χρήσης. Επίσης, χρησιμοποιούνται στον κλάδο της αυτοκινητοβιομηχανίας (J.I. Linares , L.E. Herranz and B.Y. Moratilla, 2011).

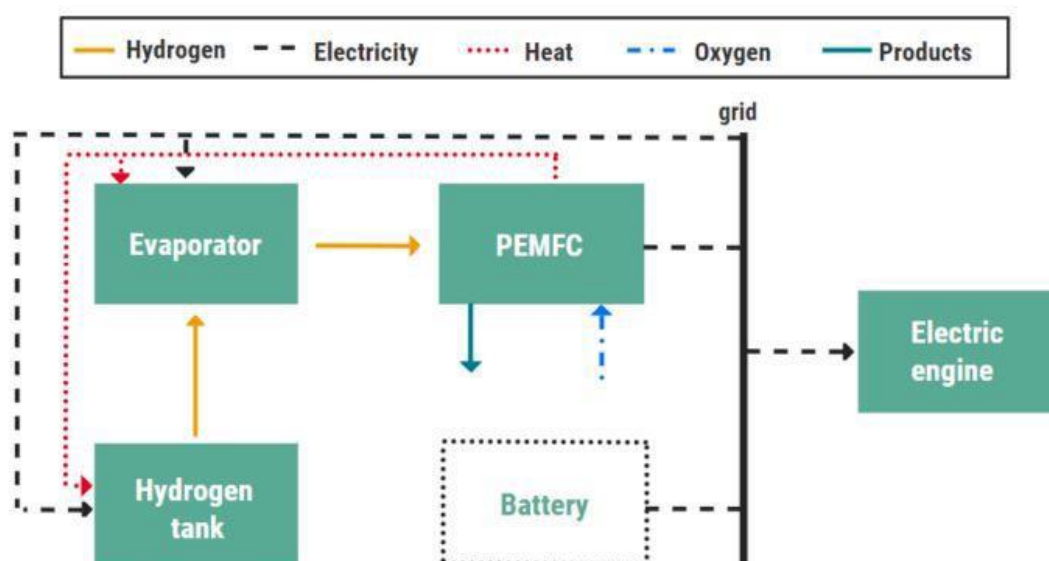
Μεταξύ των διαφορετικών τύπων κυψελών καυσίμου, οι διαφορές στις επιδόσεις όσον αφορά τα τεχνικά, περιβαλλοντικά και οικονομικά ζητήματα, καθώς και η δυνατότητα εφαρμογής της τεχνολογίας σε πλοία, είναι συνήθως οι παράγοντες που λαμβάνονται υπόψη για τη μελέτη ενός συστήματος. Ως εκ τούτου, χρησιμοποιείται συνήθως μια προσέγγιση λήψης αποφάσεων με πολλαπλά κριτήρια ή μια αναλυτική ιεραρχική διαδικασία (O. Schinas and Ch.N. Stefanakos, 2014), σύμφωνα με την οποία

τα PEMFC/HT-PEMFC, MCFC και SOFC θεωρούνται ως οι πιο υποσχόμενοι τύποι κυψελών καυσίμου για τη ναυτιλία (Tomas Tronstad, 2017).

Σε αυτήν τη μελέτη, απαιτείται μια πιο βαθιά ανάλυση για την PEMFC και την SOFC διότι το πλοίο που εξετάζεται βασίζεται στην ιδέα της υψηλής ταχύτητας σε ένα ελαφρύ σκάφος (HSC) που χρησιμοποιεί κυψέλη καυσίμου τύπου PEM με καύσιμο υδρογόνου, κυψέλη καυσίμου SOFC με καύσιμο το υδρογόνο και τέλος κυψέλη καυσίμου SOFC με καύσιμο την αμμωνία.

### Κυψέλη καυσίμου τύπου PEM με καύσιμο υδρογόνο

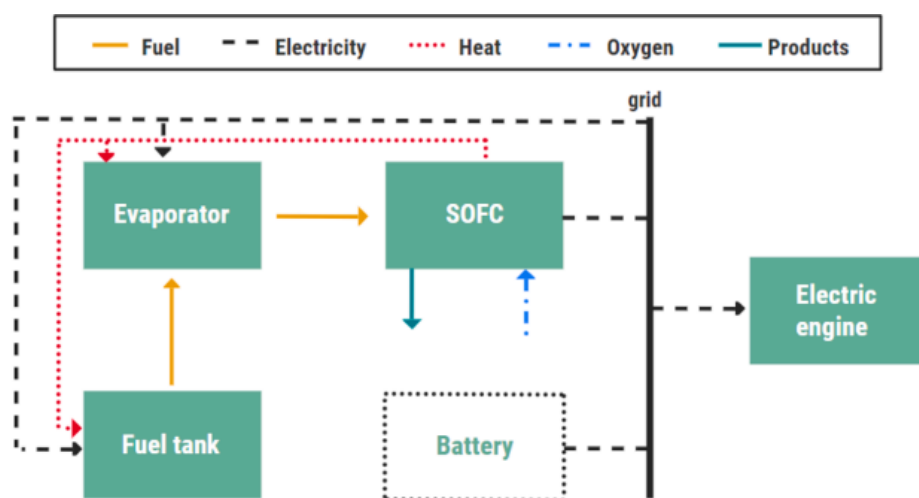
Η κυψέλη καυσίμου PEMFC είναι η πιο εμπορικά διαδεδομένη κυψέλη καυσίμου και είναι διαθέσιμη σε πολλές εφαρμογές, συμπεριλαμβανομένου του ναυτιλιακού τομέα. Μπορεί να επιτύχει απόδοση 50-60%, αλλά το κύριο μειονέκτημά της είναι η μη ανοχή της στις ακαθαρσίες αλλά και η απαίτηση για καθαρό υδρογόνο. Περιέχει μια μεμβράνη πολυμερούς ηλεκτρολύτη με αγωγιμότητα πρωτονίων που τοποθετείται μεταξύ ηλεκτροδίων. Το καθαρό υδρογόνο ως καύσιμο και το οξυγόνο συμμετέχουν σε ηλεκτροχημικές αντιδράσεις. Το υδρογόνο οξειδώνεται, τα σχηματιζόμενα ηλεκτρόνια οδηγούν σε ηλεκτρισμό, ενώ τα σχηματιζόμενα πρωτόνια λόγω της ηλεκτροχημικής βαθμίδας διαχέονται μέσω του ηλεκτρολύτη μέχρι την κάθοδο. Στην κάθοδο, το οξυγόνο ανάγεται και τα ιόντα του αντιδρούν με τα πρωτόνια και σχηματίζουν νερό. Το εν πλω σύστημα PEMFC που τροφοδοτείται με καθαρό υδρογόνο παρουσιάζεται στο Σχήμα 26 (Maja Perčić, Nikola Vladimir, Ivana Jovanović and Marija Koričan, 2022).



Σχήμα 26 : Εν πλω ενσωματωμένο σύστημα κυψελών πολυμερούς μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων καυσίμου υδρογόνου. (Maja Perčić, Nikola Vladimir, Ivana Jovanović and Marija Koričan, 2022)

### Κυψέλη καυσίμου SOFC με καύσιμο το υδρογόνο

Η κυψέλη καυσίμου SOFC είναι επίσης διαθέσιμη σε πολλές εφαρμογές, συμπεριλαμβανομένου και του ναυτιλιακού τομέα. Χρησιμοποιώντας υδρογόνο, επιτυγχάνεται βαθμός απόδοσης 40%, οπότε απαιτείται παραπάνω τροφοδοσία καυσίμου και συνεπώς κατανάλωση. Ωστόσο οι SOFCs χρησιμοποιούν ένα σκληρό μη πορώδες κεραμικό ως ηλεκτρολύτη και είναι πιο ανθεκτικές στις ακαθαρσίες στην τροφοδοσία του καυσίμου ενώ λειτουργούν, όπως παρουσιάζεται σε επόμενη ενότητα, και με αμμωνία. Επομένως δεν είναι απαραίτητος ο καθαριστής υδρογόνου στο σύστημα τροφοδοσίας (Osamah Siddiqui and Ibrahim Dincer, 2018). Σε σύγκριση με τις PEMFC, οι SOFC υστερούν σε ισχύ ανά μονάδα όγκου, προσφέροντας ενεργειακή απόδοση 40% όταν χρησιμοποιείται υδρογόνο και έως 60% όταν χρησιμοποιείται αμμωνία (Kevin H.R. Rouwenhorst and Gabriel Castellanos, 2022). Ένα άλλο ζήτημα με τη χρήση των SOFC είναι η αντοχή τους, λόγω της συνεχούς λειτουργίας σε υψηλές θερμοκρασίες. Η τρέχουσα τεχνολογία SOFC έχει διάρκεια ζωής περίπου 5 ετών (Ahmed G. Elkafas , Massimo Rivarolo, Eleonora Gadducci and Loredana Magistri , 2023). Το εν πλω σύστημα SOFC που τροφοδοτείται με καθαρό υδρογόνο παρουσιάζεται στο Σχήμα 27 (Maja Perčić, Nikola Vladimir, Ivana Jovanović and Marija Koričan, 2022).

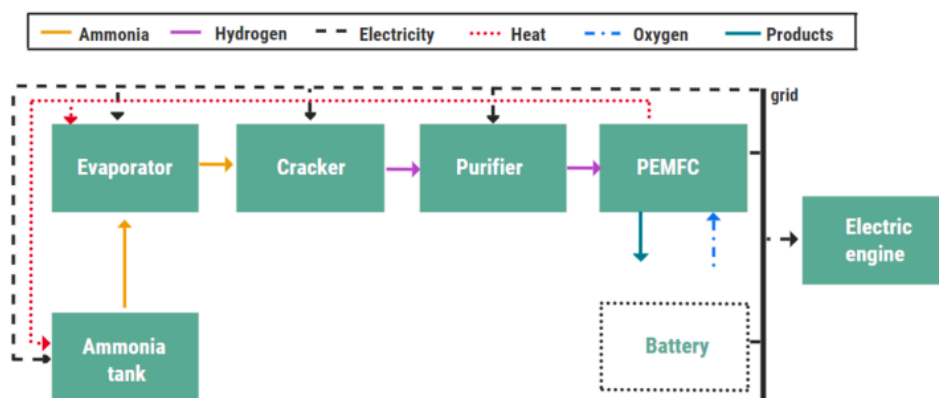


Σχήμα 27 : Εν πλω ενσωματωμένο σύστημα κυψελών στερεού οξειδίου καυσίμου υδρογόνου (Maja Perčić, Nikola Vladimir, Ivana Jovanović and Marija Koričan, 2022)

### Κυψέλη καυσίμου SOFC με καύσιμο την αμμωνία

Η πιο ελπιδοφόρα επιλογή όσον αφορά την άμεση τροφοδοσία αμμωνίας είναι πιθανώς η SOFC, καθώς μπορεί να λειτουργεί σε υψηλές θερμοκρασίες (700-1000 °C), επιτρέποντας την διάσπαση (αποσύνθεση) της αμμωνίας μέσα στην κυψέλη, σε

άζωτο και υδρογόνο, πριν την άνοδο, εξαλείφοντας έτσι την ανάγκη για έναν επιπρόσθετο μετατροπέα στο σύστημα τροφοδοσίας καυσίμου (N. Maffei, L. Pelletier and A. McFarlan, 2008). Η κάθοδος έπειτα τροφοδοτείται από συμπιεσμένο αέρα σε κατάλληλη πίεση και θερμοκρασία παρέχοντας οξυγόνο, ώστε να πραγματοποιηθεί με το υδρογόνο η ηλεκτροχημική αντίδραση. Το υπερβολικό θερμικό έναυσμα μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί στην επανασύνθεση του καυσίμου, ενισχύοντας την αποδοτικότητα του συστήματος και αποκλείοντας την ανάγκη χρήσης ακριβών καταλυτών πολύτιμων μετάλλων. Το νερό (σε κατάσταση ατμών) και το υπόλοιπο οξυγόνο εξέρχονται από την κυψέλη καυσίμου από την πλευρά της καθόδου, ενώ το  $N_2$  και το  $H_2$  εξέρχονται από την πλευρά της ανόδου. Το εν πλω σύστημα SOFC που τροφοδοτείται με αμμωνία παρουσιάζεται στο Σχήμα 28 (Maja Perčić, Nikola Vladimir, Ivana Jovanović and Marija Koričan, 2022).



Σχήμα 28 : Εν πλω ενσωματωμένο σύστημα κυψελών στερεού οξειδίου καυσίμου αμμωνίας (Maja Perčić, Nikola Vladimir, Ivana Jovanović and Marija Koričan, 2022)

### Ανθεκτικότητα και λειτουργικότητα

Η ανθεκτικότητα ενός συστήματος κυψελών καυσίμου αφορά κυρίως τη διάρκεια ζωής της στοίβας κυψελών καυσίμου. Η διάρκεια ζωής μίας στοίβας PEMFC για σταθερές και μεταφορικές εφαρμογές αναμένεται να είναι 40.000 και 25.000 ώρες αντίστοιχα (Yifan Wang and Laurence A. Wright, 2021). Η διάρκεια ζωής μιας στοίβας κυψελών καυσίμου εξαρτάται κυρίως από την φθορά του ηλεκτρολύτη, του ηλεκτροδίου και της διπολικής πλάκας. Για παράδειγμα, οι μηχανισμοί υποβάθμισης της PEMFC περιλαμβάνουν την απώλεια καταλύτη, τη μειωμένη αγωγιμότητα του ηλεκτρολύτη και τη διάβρωση (B. Shabani, M. Hafttananian, Sh. Khamani, A. Ramiar and A.A. Ranjbar, 2019).

Η λειτουργικότητα θα μπορούσε να αντικατοπτρίζεται από τον χρόνο εκκίνησης και τη μεταβατική δυναμική απόκριση. Ο μεταβατικός χρόνος απόκρισης κυμαίνεται από <math><10s</math> για τα PEMFC έως 15 λεπτά για τα SOFC (Harikishan R. Ellamla, Iain Staffell, Piotr Bujlo, Bruno G. Pollet and Sivakumar Pasupathi, 2015). Ωστόσο, για τις ναυτιλιακές

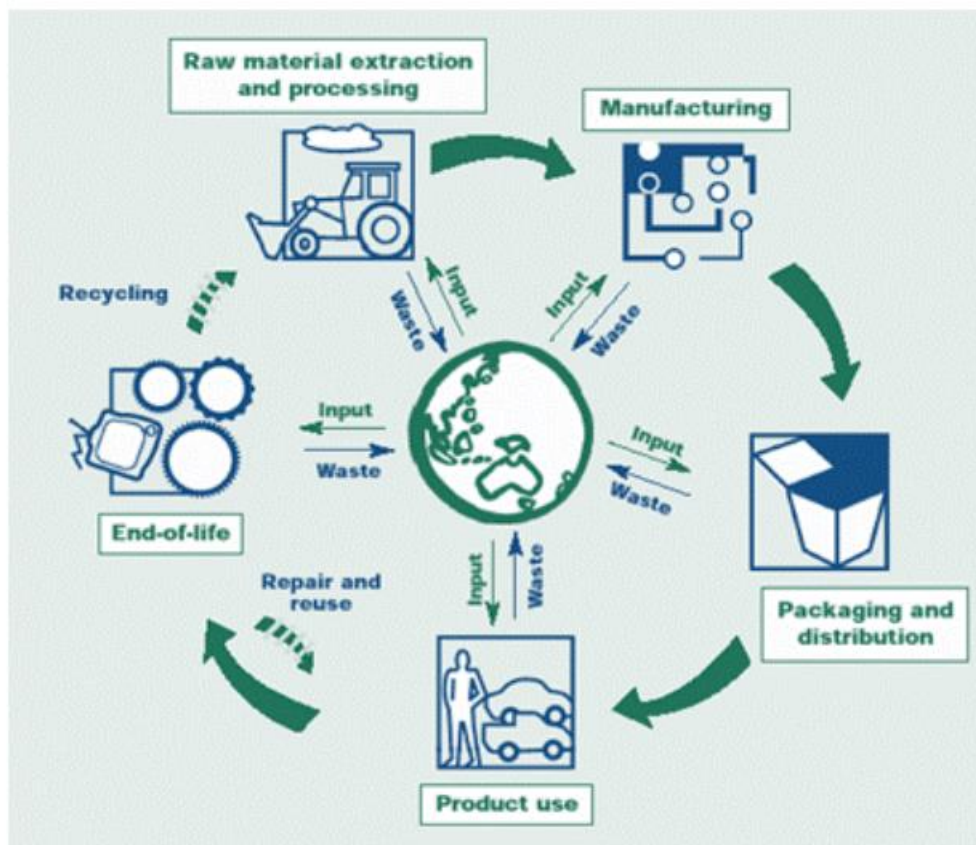


εφαρμογές, ο μεγάλος χρόνος εκκίνησης δεν αποτελεί σημαντικό ελάττωμα και θα μπορούσε να γίνει αποδεκτός σε κάποιο βαθμό. Εξάλλου, για την εφεδρεία του κινητήρα μεγάλων πλοίων που κινούνται σήμερα με κινητήρες ντίζελ απαιτούνται συνήθως αρκετές ώρες. Τα χαρακτηριστικά της δυναμικής απόκρισης αντικατοπτρίζουν την απόκριση των συστημάτων ισχύος κυψελών καυσίμου σε μεταβολές του εξωτερικού φορτίου (Harikishan R. Ellamla, Iain Staffell, Piotr Bujlo, Bruno G. Pollet and Sivakumar Pasupathi, 2015).

## **6 Κύκλος ζωής**

Ακριβώς όπως οι ζωντανοί οργανισμοί έτσι και τα προϊόντα χαρακτηρίζονται από τον κύκλο ζωής. Οι ζωντανοί οργανισμοί από κάπου προέρχονται, αναπαράγονται και τελικά πεθαίνουν. Τα προϊόντα παράγονται από πρώτες ύλες, χρησιμοποιούνται από καταναλωτές και τελικά απορρίπτονται. Ο κύκλος ζωής ενός προϊόντος γενικά αναλύεται σε στάδια. Ο αριθμός των σταδίων αν και μπορεί να ποικίλλει, συχνά διακρίνεται σε έξι στάδια (United Nations Environment Programme, 2013):

1. Σχεδιασμός του προϊόντος (δεν αποτυπώνεται στο σχήμα)
2. Εξόρυξη και επεξεργασία πρώτων υλών
3. Κατασκευή του προϊόντος
4. Συσκευασία και διανομή στον καταναλωτή
5. Χρήση και συντήρηση του προϊόντος
6. Διαχείριση στο τέλος του κύκλου ζωής: ανακύκλωση/απόρριψη



Σχήμα 29 : Στάδια κύκλου ζωής ενός προϊόντος

Σε κάθε στάδιο του κύκλου ζωής τα προϊόντα αλληλοεπιδρούν με άλλα συστήματα, γεγονός που καθιστά τους κύκλους ζωής ανοικτούς. Για την κατασκευή ενός προϊόντος απαιτούνται ύλες, ενέργεια, εργασία, τεχνολογία και χρήμα, ενώ ταυτόχρονα εκπέμπονται ουσίες στο περιβάλλον. Τα προϊόντα μπορούν να αλληλοεπιδρούν με το περιβαλλοντικό (εξόρυξη ή προσθήκη ουσιών, χρήση γης), το οικονομικό (κόστος παραγωγής, υλοποίηση τεχνολογίας, κέρδος πώλησης) και κοινωνικό πεδίο (απασχόληση, δικαιώματα εργαζομένων). Οι σχέσεις μεταξύ των περιβαλλοντικών, οικονομικών και κοινωνικών πεδίων είναι δυναμικές. Η υλοποίηση καθαρότερων τεχνολογιών μπορεί να μειώσει τη ρύπανση του περιβάλλοντος αλλά ενδέχεται να αυξήσει το κόστος παραγωγής του προϊόντος, τουλάχιστον στο βραχύ χρονικό διάστημα.

Σε μια οικονομία κύκλου ζωής όλες οι αποφάσεις λαμβάνονται με βάση την ανάλυση των συνεπειών τους στον συνολικό κύκλο ζωής, συμπεριλαμβανομένων των περιβαλλοντικών, οικονομικών και κοινωνικών πτυχών. Σε μια οικονομία κύκλου ζωής, μια εταιρεία που θέλει να σχεδιάσει ένα νέο προϊόν θα αναλύσει τις επιπτώσεις της πρότασής της σε μια ευρεία σειρά θεμάτων, συμπεριλαμβανομένου του περιβάλλοντος, των κοστών της εταιρείας, των οφελών για την τοπική οικονομία του μέρους που θα λάβει χώρα η παραγωγή, των κοινωνικών δικαιωμάτων των εργαζομένων, κ.ά. Μια πρόταση θα υλοποιηθεί αν υπάρχει ισορροπία μεταξύ των θετικών και αρνητικών της επιπτώσεων. Οι προσεγγίσεις κύκλου ζωής

χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση αυτών των προτάσεων. Είναι τα εργαλεία, τα προγράμματα και οι διαδικασίες που βοηθούν στο να ληφθούν αποφάσεις βασισμένες σε αυτήν την προσέγγιση κύκλου ζωής (United Nations Environment Programme, 2013).

Ως αναλυτικές μέθοδοι λαμβάνονται υπόψη η Αξιολόγηση Κύκλου Ζωής – Life-Cycle Assessment (LCA), που αφορά την εκτίμηση των περιβαλλοντικών συνεπειών και η Ανάλυση Κόστους Κύκλου Ζωής – Life-Cycle Cost Analysis ή Life-Cycle Costing, όπου επικεντρώνεται στο κόστος καθ' όλο τον κύκλο ζωής του εκάστοτε συστήματος. Στις πρακτικές εφαρμογές συμπεριλαμβάνονται κανονιστικά πλαίσια, επιχειρηματικά προγράμματα, κ.α.

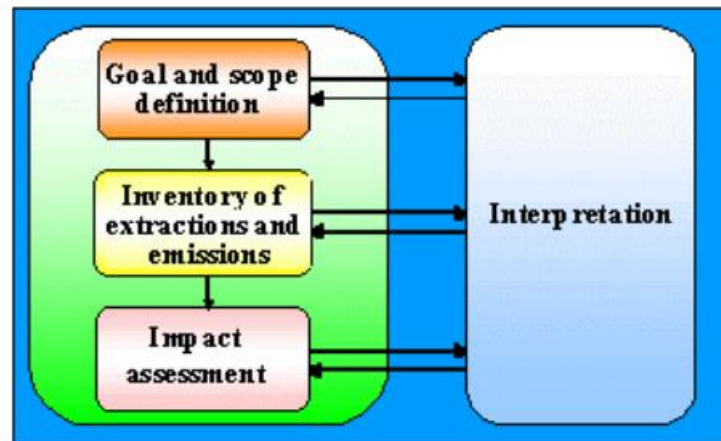
Στις παραγράφους που ακολουθούν, αναλύονται οι μεθοδολογίες της Αξιολόγησης Κύκλου Ζωής – Life-cycle Assessment (LCA) και η Ανάλυση Κόστους Κύκλου Ζωής και δίνονται επίσης συγκεκριμένα παραδείγματα από τη ναυτιλία, λαμβάνοντας υπόψη τις διαφορετικές προσεγγίσεις που μπορεί να υπάρχουν ανά τύπο προϊόντων/συστημάτων. Η εισαγωγή σε αυτές τις μεθόδους θα διευκολύνει και την μετέπειτα εφαρμογή τους στο πλαίσιο της μελέτης περίπτωσης της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

## 6.1 Αξιολόγηση κύκλου ζωής

Η Αξιολόγηση Κύκλου Ζωής (Life Cycle Assessment - LCA) στοχεύει στον καθορισμό των περιβαλλοντικών συνεπειών των προϊόντων ή υπηρεσιών από τη στιγμή της δημιουργίας έως την απόρριψή τους. Κατά το ISO 14040, η LCA ορίζεται ως "συλλογή και αξιολόγηση των εισόδων, εξόδων και πιθανών περιβαλλοντικών επιπτώσεων ενός συστήματος προϊόντος καθ' όλη τη διάρκεια του κύκλου ζωής του" (International Organization for Standardization, 2006). Η βασική εφαρμογή της LCA αφορά την υποστήριξη αποφάσεων που σχετίζονται με τα προϊόντα. Επιπλέον, η LCA είναι σημαντική, μαζί με άλλα εργαλεία, για τις επιλογές τεχνολογίας, τοποθετώντας τεχνολογίες σε μια προοπτική συσχετισμένη με τον κύκλο ζωής του προϊόντος. Είναι σημαντικό να τονιστεί πως η LCA εστιάζει αποκλειστικά και μόνο στην εκτίμηση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων. Υπάρχουν και άλλες πλευρές που πρέπει να εξετάζονται κατά το σχεδιασμό ενός προϊόντος ή συστήματος όπως η οικονομική, η κοινωνική και φυσικά η τεχνική (KM Lee and A Inaba, 2004). Ιδιαίτερα από οικονομικής πλευράς, όπου είναι συνήθως αρκετά σημαντική για τον επιχειρηματικό κόσμο, είναι σημαντικό η LCA να συνδυάζεται και με την Ανάλυση Κόστους Κύκλου Ζωής – Life-Cycle Cost Analysis (LCCA), ή αλλιώς Life-Cycle Costing (LCC), η οποία αναλύεται στην επόμενη παράγραφο.

Η LCA χρησιμοποιείται όλο και περισσότερο σε στρατηγικό επίπεδο για την ανάπτυξη των επιχειρήσεων, την ανάπτυξη της πολιτικής και την εκπαίδευση. Κατά το ISO 14040, η LCA περιλαμβάνει τέσσερις φάσεις μεθοδολογίας (International Organization for Standardization, 2006):

1. Καθορισμός σκοπού και πεδίου
2. Ανάλυση Κύκλου Ζωής Αποθέματος (Life Cycle Inventory Analysis - LCI)
3. Αξιολόγηση Επιπτώσεων στον Κύκλο Ζωής (Life Cycle Impact Assessment - LCIA)
4. Ερμηνεία Κύκλου Ζωής
- 5.



Σχήμα 30 : Φάσεις αξιολόγησης κύκλου ζωής (International Organization for Standardization, 2006)

Στην πρώτη φάση της Αξιολόγησης Κύκλου Ζωής (LCA), καθορίζονται ο στόχος και το πλαίσιο της μελέτης (United Nations Environment Programme, 2013). Αυτό περιλαμβάνει έναν σαφή ορισμό του τι θα διερευνηθεί, πώς θα διερευνηθεί αλλά και τα όρια της μελέτης. Στη δεύτερη φάση, καθορίζονται οι εισροές και οι εκροές καθ' όλη τη διάρκεια του κύκλου ζωής ενός προϊόντος. Η καταγραφή όλων των στοιχείων που αποτελούν το προϊόν και η συλλογή δεδομένων για τις διαδικασίες είναι σημαντικά. Το τρίτο βήμα επικεντρώνεται στην προτεραιοποίηση της ανάλυσης στα σημαντικά στοιχεία, ενώ το πλαίσιο μπορεί να μειωθεί για να ελαχιστοποιηθεί ο όγκος της μελέτης. Το τελευταίο βήμα περιλαμβάνει την επεξεργασία των δεδομένων και τη δημιουργία εισροών και εκροών κατά μήκος του κύκλου ζωής. Στην τρίτη φάση, αξιολογούνται οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις, κατηγοριοποιούνται σε είδη, και ποσοτικοποιούνται. Στην τελευταία φάση, επικυρώνονται τα αποτελέσματα και ερμηνεύονται με βάση κάποιους ενοποιημένους δείκτες, παρέχοντας μια συνολική εικόνα της επίδρασής τους στο περιβάλλον. Συνεπώς, κάθε βήμα μπορεί να τροποποιηθεί για τις ανάγκες της ανάλυσης διατηρώντας όμως το γενικό πλαίσιο της LCA, κατά ISO.

## 6.2 Ανάλυση κόστους κύκλου ζωής

Το κόστος είναι ένα κριτήριο που διαχρονικά προβληματίζει και απασχολεί τον επιχειρηματικό κόσμο και συχνά καθιστά δύσκολη την ανάπτυξη συστημάτων, προϊόντων ή υπηρεσιών. Επιπρόσθετο εμπόδιο αποτελεί και η περιορισμένη γνώση σχετικά με τις εναλλακτικές που μπορεί να υπάρχουν στη σχεδίαση του συστήματος, και συνεπώς των διαφόρων επιδράσεων που μπορεί να υπάρξουν στο κόστος. Για αυτό κρίνεται απαραίτητη η εκτίμηση του κόστους από τα πρώτα στάδια του σχεδιασμού, με στόχο την βελτιστοποίηση, τόσο σε ό,τι αφορά στη μείωση του κόστους σε όλο τον κύκλο ζωής αλλά και στην απόδοση του συστήματος με τους δεδομένους πόρους.

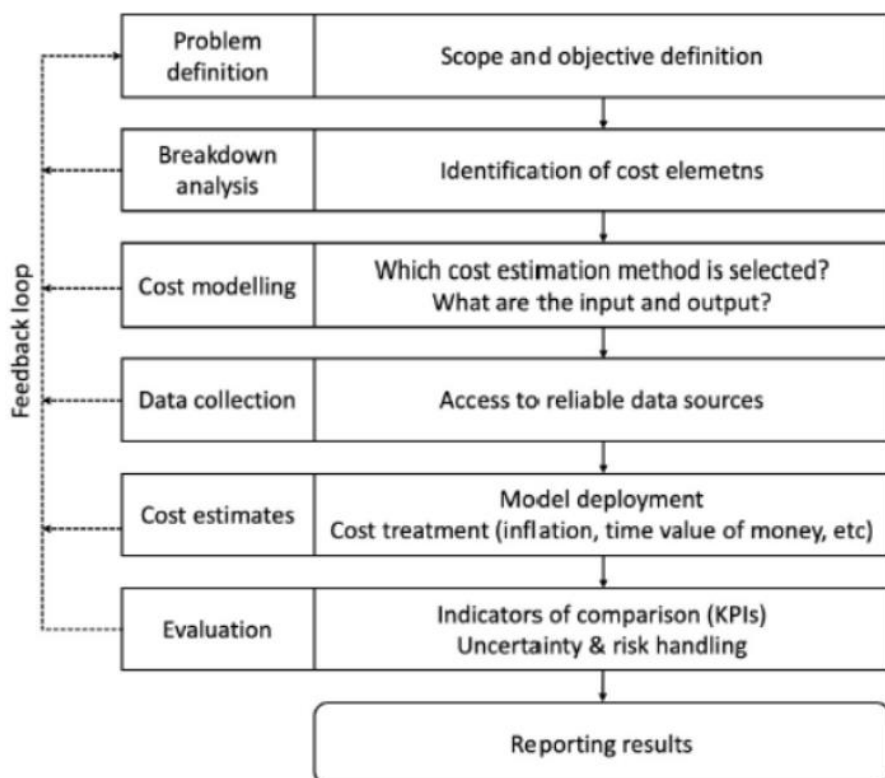
Στο πλαίσιο των αναλυτικών προσεγγίσεων του κύκλου ζωής, η πιο γνωστή και δημοφιλής πρακτική σε όλες τις βιομηχανίες για την εκτίμηση του κόστους καθ' όλη τη διάρκεια ζωής ενός προϊόντος, είναι η Ανάλυση Κόστους Κύκλου Ζωής – Life-Cycle Cost Analysis (LCCA) ή απλά Life-Cycle Costing (LCC) (Y. Asiedu and P. Gu, 2010). Όπως αναφέρθηκε, η LCCA συνήθως διεξάγεται μαζί με την LCA, προκειμένου να διαπιστωθεί, μαζί με τις επιπτώσεις στο περιβάλλον, το κόστος που συνοδεύει το προϊόν σε όλο τον κύκλο ζωής του. Παραδοσιακά η LCC ορίζεται ως η μεθοδολογία που επιτρέπει την σύγκριση μεταξύ διαφορετικών εναλλακτικών τεχνολογιών στη σχεδίαση ενός συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη όλο τον κύκλο ζωής του, από το σχεδιασμό και την κατασκευή, στη λειτουργία και τη συντήρηση, και από εκεί στη διάλυση, την επαναχρησιμοποίηση και την ανακύκλωση (E Jacob-Lopes, LQ Zerka and MC Deprá, 2021).

Η εφαρμογή της LCC βασίζεται στις τέσσερις φάσεις που προβλέπει και η LCA, με βάση το ISO, όπως αυτές αναλύθηκαν παραπάνω. Πιο συγκεκριμένα i) τον καθορισμό του στόχου και του πλαισίου της μελέτης, ii) την ανάλυση εισροών και εκροών του υπό μελέτη συστήματος, iii) την εκτίμηση των οικονομικών, πλέον, επιπτώσεων, ή καλύτερα της οικονομικής απόδοσης και iv) την αξιολόγηση και ερμηνεία των αποτελεσμάτων (International Organization for Standardization, 2006). Αναλυτικότερα, ο ορισμός της πρώτης φάσης διαφέρει ελάχιστα από αυτόν της LCA, με τη μοναδική διαφορά να είναι το ότι ο κύριος στόχος της εστιάζει στο κόστος αντί για τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Η δεύτερη φάση αφορά περισσότερο τον καθορισμό των επιμέρους στοιχείων κόστους που συναποτελούν το συνολικό κόστος, και εν συνεχεία τη συλλογή δεδομένων, που παραμένει το πιο δύσκολο και χρονοβόρο βήμα της διαδικασίας. Μετά την επεξεργασία των δεδομένων ακολουθεί η τρίτη φάση που αφορά την εκτίμηση των οικονομικών επιπτώσεων των διαφορετικών εναλλακτικών τεχνολογιών που λαμβάνονται υπόψη στο πλαίσιο της μελέτης. Τέλος, στην τέταρτη φάση επικυρώνονται τα αποτελέσματα και αξιολογούνται με βάση τα διάφορα εργαλεία αξιολόγησης επενδύσεων.

Στα βήματα της μεθοδολογίας περιλαμβάνονται ο καθορισμός του στόχου και του πλαισίου της μελέτης, με το συνήθη στόχο να είναι η κατάλληλη επιλογή κόστους-αποδοτικών εναλλακτικών τεχνολογιών. Η ανάλυση των στοιχείων κόστους εκτελείται

σε διάφορα στάδια του κύκλου ζωής, ενώ το δεύτερο επίπεδο ανάλυσης περιλαμβάνει τα υποσυστήματα και τα επιμέρους εξαρτήματα. Στη συνέχεια, επιλέγεται ένα μοντέλο για την προσέγγιση του κόστους, λαμβάνοντας υπόψη τη διαθεσιμότητα των ποιοτικών δεδομένων και τις απαιτήσεις για τα επίπεδα ακρίβειας.

Τέλος, περιγράφεται η συλλογή αξιόπιστων δεδομένων και η υπολογιστική αξιολόγηση του κόστους σε σημερινή αξία. Το τελευταίο βήμα περιλαμβάνει την αξιολόγηση των εναλλακτικών λύσεων και την ανάλυση ευαισθησίας.

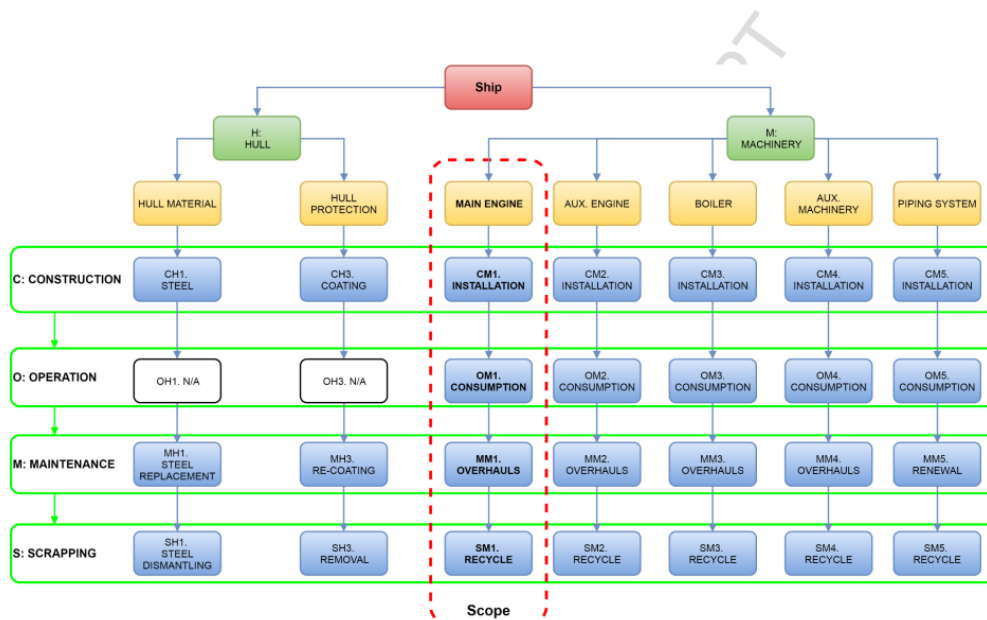


Σχήμα 31 : Φάσεις αξιολόγησης κόστους κύκλου ζωής (International Organization for Standardization, 2006)

Ένα από τα πιο σημαντικά χαρακτηριστικά της συγκεκριμένης δομής για την LCCA/LCC μέθοδο είναι η επαναληπτική διαδικασία που φαίνεται από το βρόγχο ανατροφοδότησης (feedback loop) στο Σχήμα 29. Η επαναληπτική διαδικασία είναι άκρως απαραίτητη, ίσως και περισσότερο σε σύγκριση με την LCA, καθώς η διαθεσιμότητα των δεδομένων αυξάνεται με την πάροδο του χρόνου λόγω της λεπτομερούς σχεδίασης, της ανάπτυξης σχετικών προϊόντων ή συστημάτων κλπ., προσφέροντας έτσι μεγαλύτερη ακρίβεια στην LCC σε σχέση με μία αρχική προσέγγιση (IB Utne, 2009). Συνεπώς, με λίγες εξαιρέσεις, σχεδόν όλα τα βήματα της LCC βελτιώνονται με κάθε επανάληψη οδηγώντας με αυτό τον τρόπο σε ένα πιο ακριβές αποτέλεσμα για το εκτιμώμενο κόστος.

### 6.3 Εφαρμογή στην Ναυτιλία και στα καύσιμα

Με την πάροδο του χρόνου, και ειδικά με την ανάγκη για απανθρακοποίηση προκειμένου να αντιμετωπιστεί η κλιματική αλλαγή, η LCA έχει εφαρμογές σε ποικίλους τομείς της βιομηχανίας. Ενώ η LCA γίνεται υποχρεωτική όταν υπάρχει κανονιστικό πλαίσιο για την αξιολόγηση περιβαλλοντικών επιπτώσεων, η LCCA/LCC έχει περιορισμένη εφαρμογή και προσαρμόζεται ανάλογα με τη βιομηχανία και το αντικείμενο της μελέτης. Στον κλάδο της ναυτιλίας, παρότι παραμένει συντηρητικός, παρατηρείται αυξημένη χρήση μεθόδων ανάλυσης κύκλου ζωής για περιβαλλοντικούς και οικονομικούς σκοπούς, περιλαμβάνοντας τη μείωση των εκπομπών ρύπων και τον περιορισμό του κόστους κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής των πλοίων και των ναυτιλιακών συστημάτων (Stefanos D. Chatzinikolaou and Nikolaos P. Ventikos, 2015).

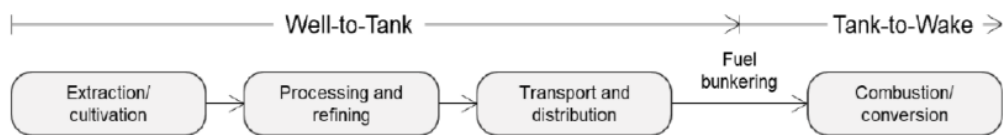


Σχήμα 32 : Ανάλυση βασικών παραμέτρων της αξιολόγησης κύκλου ζωής καυσίμων στα πλοία (Stefanos D. Chatzinikolaou and Nikolaos P. Ventikos, 2015)

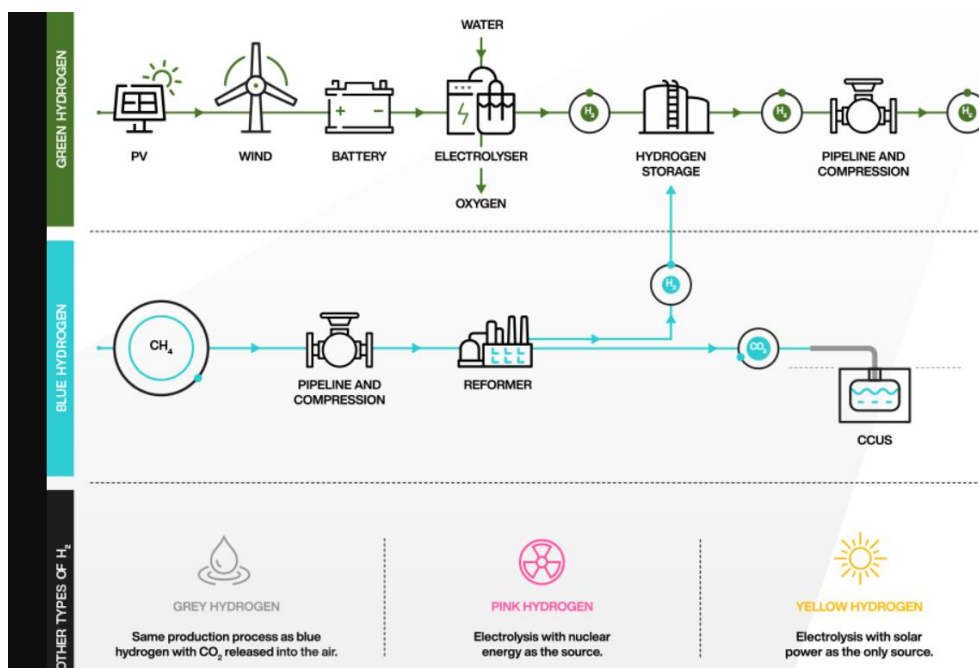
Στην πρώτη μελέτη παρουσιάζεται ένα μοντέλο Life Cycle Assessment (LCA), το οποίο καλύπτει τέσσερα στάδια (κατασκευή, λειτουργία, συντήρηση, διάλυση) για τα δύο βασικά συστήματα ενός πλοίου: το κατασκευαστικό (γάστρα) και το μηχανολογικό (κύρια μηχανή, γεννήτριες, ατμολέβητες). Ο καταμερισμός παρουσιάζεται στο Σχήμα 32. Στη δεύτερη μελέτη εισάγεται ένα αντίστοιχο μοντέλο Life Cycle Costing (LCC) για τον υπολογισμό του κόστους σε αντίστοιχα στάδια, υποστηρίζοντας τη διαδικασία λήψης αποφάσεων για την κατασκευή και τη διαχείριση σκαφών. Στην τρίτη μελέτη, συνδυάζονται τα δύο μοντέλα για την εκτίμηση εκπομπών αέριων ρύπων και κόστους με την επικέντρωση σε μια συγκεκριμένη περίπτωση πλοίου. Η μεθοδολογία παραμένει παρόμοια μεταξύ του LCA και του LCC (Byongug Jeong, Haibin Wang, Elif

Oguz and Peilin Zhou, 2018), με τη διαφορά να συναντάται κυρίως στον υπολογιστικό τρόπο για ρύπους και κόστος αυτών. Σε ορισμένες περιπτώσεις, ο συνδυασμός των δύο θεωρείται αναγκαίος, καθώς οι ρύποι μπορεί να επηρεάσουν το κόστος, ιδιαίτερα μελλοντικά.

Ένα παράδειγμα πρακτικής εφαρμογής των μεθοδολογιών LCA και LCC στη ναυτιλία είναι η μελέτη των καυσίμων. Η ανάλυση επικεντρώνεται στις περιβαλλοντικές επιπτώσεις των καυσίμων, χωρίζοντας τον κύκλο ζωής τους σε διάφορα στάδια. Το σχήμα 33 παρέχει μια σαφή αναπαράσταση των δύο φάσεων και των επιμέρους σταδίων της γενικής διαδρομής ενός καυσίμου, σύμφωνα με τις κατευθυντήριες οδηγίες του Διεθνούς Ναυτιλιακού Οργανισμού για τον υπολογισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (Krzysztof Kotwzan and Prawo Morskie, 2022). Η διαδρομή περιλαμβάνει την εξόρυξη (για τα ορυκτά) και την καλλιέργεια (για τα βιοκαύσιμα), την επεξεργασία, την αποθήκευση, τη μεταφορά και τον εφοδιασμό του πλοίου. Αυτά ανήκουν στη φάση Well-to-Tank (WtT). Συγχρόνως, συμπεριλαμβάνει τη χρήση, δηλαδή την καύση που ανήκει στη φάση Tank-to-Wake (TtW). Και οι δύο φάσεις συνθέτουν την Well-to-Wake (WtW) φάση που περιγράφει ολόκληρο τον κύκλο ζωής ενός καυσίμου.

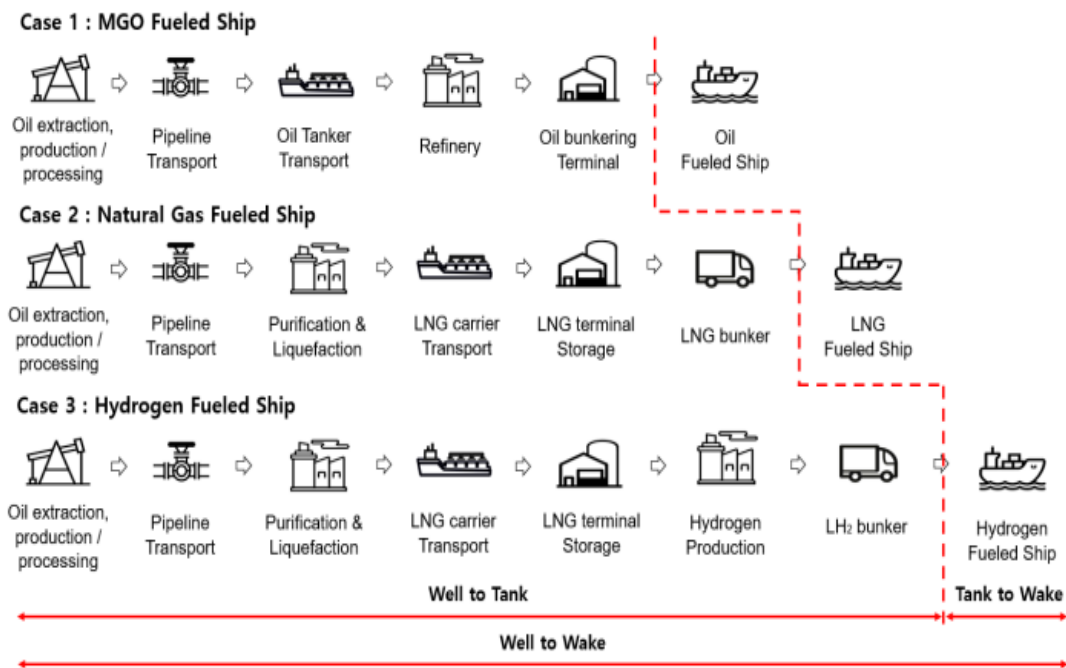


Σχήμα 33 : Αναπαράσταση των φάσεων του κύκλου ζωής ενός καυσίμου για τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (Krzysztof Kotwzan and Prawo Morskie, 2022).



Σχήμα 34 : Αναπαράσταση των διεργασιών παραγωγής υδρογόνου ανάλογα με το χρωματικό φάσμα





Σχήμα 35 : Συνολική ροή WtW φάσης για τη χρήση MGO,LNG,H<sub>2</sub> ως ναυτιλιακά καύσιμα (Sangsoo Hwang, Byongug Jeong, Kwanghyo Jung, Mingyu Kim and Peilin Zhou, 2019)

Επιπλέον, υπάρχουν μελέτες οι οποίες υλοποιούν μία LCA αλλά εστιάζουν στο πρώτο σκέλος του κύκλου ζωής του καυσίμου, δηλαδή στην WtT φάση, που εμπεριέχει κρίσιμα σημεία κατά την παραγωγή του καυσίμου. Ο λόγος φυσικά, για το υδρογόνο, όπως αναλύεται στα προηγούμενα κεφάλαια. Από τις εν λόγω μελέτες, καθώς και από την ανάλυση των προηγούμενων κεφαλαίων, το Σχήμα 34 & 35 αποτυπώνουν τον κύκλο ζωής του υδρογόνου, όπου θα χρησιμοποιηθεί και στα επόμενο κεφάλαια της μελέτης περίπτωσης, σε σύγκριση με τον κύκλο ζωής του πετρελαίου όπως αποτυπώνεται επίσης στο σχήμα 35. (Sangsoo Hwang, Byongug Jeong, Kwanghyo Jung, Mingyu Kim and Peilin Zhou, 2019)

## 7 Περιγραφή μελέτης περίπτωσης, συλλογή και επεξεργασία δεδομένων

Πέραν της θεωρητικής ανάλυσης που αφορά στην διαδικασία παραγωγής, μεταφοράς, αποθήκευσης και ανεφοδιασμού του υδρογόνου (H<sub>2</sub>), τα δεδομένα της αγοράς για την χρήση του ως ναυτιλιακό καύσιμο συλλέχθηκαν με βάση τη διαθεσιμότητα, προκειμένου να μελετηθεί στην πράξη η προοπτική του στη ναυτιλία. Η παρούσα διπλωματική θα διεξάγει μία μελέτη περίπτωσης τεσσάρων σεναρίων. Ενός υδρογονοκίνητου ταχύπλοου καταμαράν (Hydrogen powered high speed craft) χρησιμοποιώντας 2 τύπους κυψελών καυσίμου υδρογόνου και έναν τύπο κυψελών καυσίμου αμμωνίας, σε σύγκριση με το πετρελαιοκίνητο Aero Highspeed. Η μελέτη

θα εξετάσει ταυτόχρονα τις καταναλώσεις των καυσίμων, τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου για το πετρελαιοκίνητο αλλά και το συνολικό κέρδος όλων των σεναρίων, δεδομένου και του ευρωπαϊκού χρηματιστηρίου ρύπων (European trading system) (ETS). Για τις εκπομπές αερίων ρύπων, η μελέτη θα εστιάζει και στις δύο φάσεις (WtT και TtW) του κύκλου ζωής των καυσίμων (LCA), και η οποία σε ότι αφορά στην TtW φάση θα εστιάζει στα συγκεκριμένα πλοία της περίπτωσης που εξετάζεται. Για την WtT φάση θα αναφερθούν ενδεικτικά μόνο οι συνολικές εκπομπές μεταφοράς, αποθήκευσης και ανεφοδιασμού του πετρελαίου, καθώς για το υδρογόνο και την αμμωνία, σαν πράσινα καύσιμα, οι εκπομπές για τις φάσεις που προαναφέρθηκαν στην WtT φάση θεωρούνται ίσες με 0. Για το κόστος, η περίπτωση θα μελετηθεί από τη σκοπιά του πλοιοκτήτη που αφορά το κόστος προμήθειας του καυσίμου και των οικονομικών συνεπειών ή εσόδων από τις τιμές δικαιωμάτων των αερίων ρύπων, στα πρότυπα της μελέτης του κόστους κύκλου ζωής (LCCA/LCC) ενός πλοίου. Για την μελέτη περίπτωσης αποτυπώθηκαν τέσσερα σενάρια λειτουργίας:

1. Συμβατικές κύριες μηχανές με χρήση συμβατικού καυσίμου πετρελαίου (Marine Gas Oil).
2. Κυψέλες καυσίμου πολυμερούς μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων με χρήση καθαρού πράσινου υδρογόνου και μπαταρία.
3. Κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου με χρήση καθαρού πράσινου υδρογόνου και μπαταρία
4. Κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου με χρήση καθαρής πράσινης αμμωνίας και μπαταρία.

Το πρώτο σενάριο αποτελεί τη βάση της μελέτης για την οποία θα ακολουθήσει σύγκριση. Τα υπόλοιπα τρία σενάρια, τα οποία θα είναι το κύριο μέρος, εξυπηρετούν μία μελέτη σκοπιμότητας και σύγκρισης μεταξύ των τριών εναλλακτικών τεχνολογιών χρήσης του H<sub>2</sub> που προαναφέρθηκαν σε σύγκριση με το παραδοσιακό καύσιμο πετρελαίου, συμπεριλαμβανομένης και της αξιολόγησης των επενδύσεων με βάση την LCCA. Πιο συγκεκριμένα, η μελέτη περίπτωσης στη βάση των τεσσάρων σεναρίων περιλαμβάνει:

- LCA για τον υπολογισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στην φάση TtW.
- LCCA για τον υπολογισμό του κόστους σε σχέση με την επιλογή καυσίμου, λαμβάνοντας υπόψη μία σειρά μεταβλητών, μεταξύ των οποίων κυρίαρχο ρόλο παίζουν οι τιμές των καυσίμων.

Οι μέθοδοι ανάλυσης αβεβαιότητας και ευαισθησίας θα συμπεριληφθούν, προκειμένου να αντιμετωπιστεί η αβεβαιότητα και το ρίσκο γύρω από το υδρογόνο και τους παράγοντες που επηρεάζουν την προοπτική του ως καύσιμο. Επιπλέον, θα χρησιμοποιηθούν οικονομοτεχνικά εργαλεία για την αξιολόγηση επενδύσεων εντός της LCCA.

Η μελέτη περίπτωσης αξιοποιεί μία σειρά από δεδομένα, στο πλαίσιο των LCA και LCCA που εμπεριέχει. Τα βασικότερα εξ' αυτών παρουσιάζονται συνοπτικά στον Πίνακα 3.

Πίνακας 3 : Περιγραφή και πηγές δεδομένων

#	Περιγραφή δεδομένων	Πηγή
1	Χαρακτηριστικά πλοίου και μηχανών (M/E & D/G)	Διαδικτυακά
2	Προφίλ λειτουργίας πλοίου και μηχανών	Διαδικτυακά
3	Δεδομένα για τη λειτουργία των μηχανών (M/E & D/G)	Hellenic seaways+Caterpillar+Brodrene
4	Τιμές καυσίμων (H <sub>2</sub> ,NH <sub>3</sub> ,MGO)	Διαδικτυακά
5	Δεδομένα για τον υπολογισμό ρύπων	Βιβλιογραφία
6	Χαρακτηριστικά υδρογονοκίνητου πλοίου και πλοίου χρήσης αμμωνίας	Βιβλιογραφία
7	Προφίλ λειτουργίας Κυψελών Καυσίμου	Βιβλιογραφία
8	Δεδομένα για τη λειτουργία των κυψελών καυσίμου	Βιβλιογραφία
9	Τιμές καυσίμων (H <sub>2</sub> ,NH <sub>3</sub> ,MGO)	Διαδικτυακά
10	Δεδομένα για τον υπολογισμό καταναλώσεων	Βιβλιογραφία
11	Τιμές εγκαταστάσεων πρόωσης και αποθήκευσης καυσίμων πλοίων	Βιβλιογραφία
12	Δεδομένα για υπόλοιπα κόστη	Βιβλιογραφία

Τα αρχικά δεδομένα για τη μελέτη περίπτωσης, καθώς επίσης και η επεξεργασία τους αναλύονται στην επόμενη ενότητα. Οι υπολογισμοί, τα αποτελέσματα και ο σχολιασμός τους συγκεντρώνονται στο κεφάλαιο 8, ενώ τέλος ακολουθούν τα συμπεράσματα.

### 7.1 Επιλογή & Χαρακτηριστικά Πετρελαιοκίνητου Πλοίου

Το πρώτο σύνολο δεδομένων αφορά τα χαρακτηριστικά του πλοίου για την μελέτη περίπτωσης καθώς επίσης και της κύριας μηχανής. Το πλοίο της μελέτης περίπτωσης δε διαθέτει ηλεκτρογεννήτριες καθώς η ηλεκτροδότηση καλύπτεται από φωτοβολταϊκά. Όπως αναφέρθηκε, πρόκειται για ένα επιβατηγό ταχύπλοο καταμαράν με δύο τετράχρονες κύριες μηχανές (Main Engine – M/E). Τα βασικά του χαρακτηριστικά συνοψίζονται στον πίνακα 4 (Brodrene Aa, 2022).

Πίνακας 4 : Χαρακτηριστικά πλοίου της βάσης της μελέτης

Πλοίο	Aero Highspeed 1
<b>Βασικές διαστάσεις</b>	
Ολικό μήκος	<b>36 m</b>

Πλάτος	9,7 m
Βύθισμα	1 m
Τύπος πλοίου	High Speed Craft (Passenger ship)
Αριθμός Επιβατών	150
Υλικό Κατασκευής	Ανθρακόνημα

<b>Εγκατάσταση πρόωσης</b>	
Κύρια Μηχανή	2x Caterpillar C32 (2x1081 kW/2300 rpm)
Ισχύς MCR	1081 kW/2300 rpm
Τύπος μηχανής	Τετράχρονη
Τύπος καυσίμου	Diesel (MGO)
Ταχύτητα Υπηρεσίας	32 knots

Το δεύτερο σύνολο δεδομένων αποτελεί την καταγραφή του προφίλ λειτουργίας του πλοίου στην κατάσταση πλεύσης, στην κατάσταση ελιγμών και στην κατάσταση στάθμευσης στο λιμάνι. Τα παραπάνω συνοψίζονται στον πίνακα που ακολουθεί και αφορούν το υφιστάμενο δρομολόγιο όπου μελετάται το οποίο πραγματοποιείται από το πλοίο Aero Highspeed της Hellenic Seaways (ferryhopper, 2023):

Πίνακας 5 : Παρουσίαση υφιστάμενου δρομολογίου

Δρομολόγιο	Απόσταση (Ναυτικά Μίλια)	Διάρκεια Κατάστασης Πλεύσης	Διάρκεια κατάστασης μανουβρας	Διάρκεια στάθμευσης στο λιμάνι (standby)	Συνολική διάρκεια δρομολογίου
Πειραιάς-Πόρος	28	65 min	5 min	10 min	1h 20 min
Πόρος-Ύδρα	13	25 min	5 min	10 min	40 min
Ύδρα-Ερμιονη	13	20 min	5 min	10 min	35 min
Ερμιόνη-Σπέτσες	13	20 min	5 min	10 min	35 min
Σπέτσες-Πόρτο Χέλι	4	8 min	2 min	-	10 min
Σύνολο	<b>71</b>	138 min	22 min	40 min	3h 20 min
ΠΟΣΟΣΤΟ ΙΣΧΥΟΣ		85%	50%	20%	
ΙΣΧΥΣ		918,85	540,5	216,2	

80% λειτουργία κύριων μηχανών

50% λειτουργία κύριων μηχανών

20% λειτουργία κύριων μηχανών

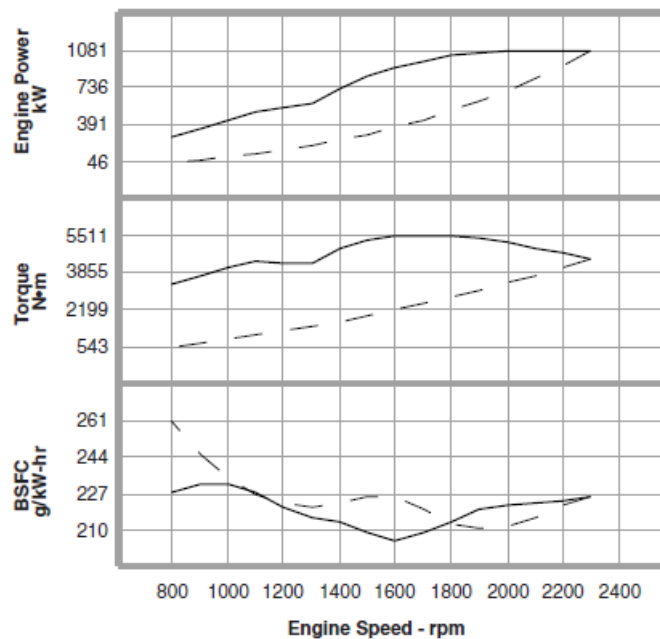
ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	(100%=1081 kW-2300rpm)	ΙΣΧΥΣ (kW)	rpm
1) ΠΛΕΥΣΗΣ	80%	864,8	1840
2) ΕΛΙΓΜΩΝ	50%	540,5	1150
3) Σταθμευμένο	20%	216,2	460

Με βάση τα εγχειρίδια των μηχανών της Caterpillar (Caterpillar, 2022) για τις κύριες μηχανές είναι δυνατό να υπολογιστούν όλα τα απαραίτητα μεγέθη για τον υπολογισμό της απόδοσης των μηχανών και κατ' επέκταση των καταναλώσεων, που είναι και από τους

κύριους στόχους της παρούσας μελέτης, ώστε να καταγραφθούν οι εκπομπές και τα κόστη. Το μέγεθος που πρωτίστως αφορά στον υπολογισμό των καταναλώσεων είναι οι ειδικές καταναλώσεις καυσίμου και λαδιού κάθε μηχανής σε συνάρτηση με το φορτίο της μηχανής.

## C32 DITA ACERT Performance

1470 mhp (1450 bhp) 1081 kW @ 2300  
C Rating — EM0048-00



Metric Maximum Power Prop Demand 1081 kW

### Performance Data

	Engine Speed rpm	Engine Power kW	Engine Torque N•m	BSFC g/k W r-h	Fuel Rate L/hr
<b>Maximum Power Data</b>	2300	1081.0	4488	225.6	290.7
	2200	1081.0	4692	224.2	288.9
	2100	1081.0	4916	222.9	287.2
	1900	1066.0	5358	219.0	278.3
	1800	1028.0	5454	213.4	261.5
	1600	922.0	5503	205.2	225.5
	1500	839.0	5341	208.9	208.9
	1300	581.0	4268	215.5	149.2
	1100	501.0	4349	227.6	135.9
	900	349.0	3703	231.6	96.4
	800	276.0	3295	228.0	75.0

Σχήμα 36 : Διάγραμμα ειδικής κατανάλωσης καυσίμου (Caterpillar, 2022)

Η ειδική κατανάλωση λαδιού (specific lubrication oil consumption - SLOC) θεωρείται σταθερή για τις περιπτώσεις την κύριων μηχανών και ίση με 0.1 g/kWh .

Με βάση τις τιμές αυτές, τους παραπάνω πίνακες και τα σχήματα, όπως παρουσιάζονται στη συνέχεια, υπολογίζεται η κατανάλωση για κάθε μία από τις παραπάνω μηχανές, με βάση το αντίστοιχο προφίλ λειτουργίας τους.

## 7.2 Δεδομένα για το κόστος καυσίμων και εκπομπών άνθρακα

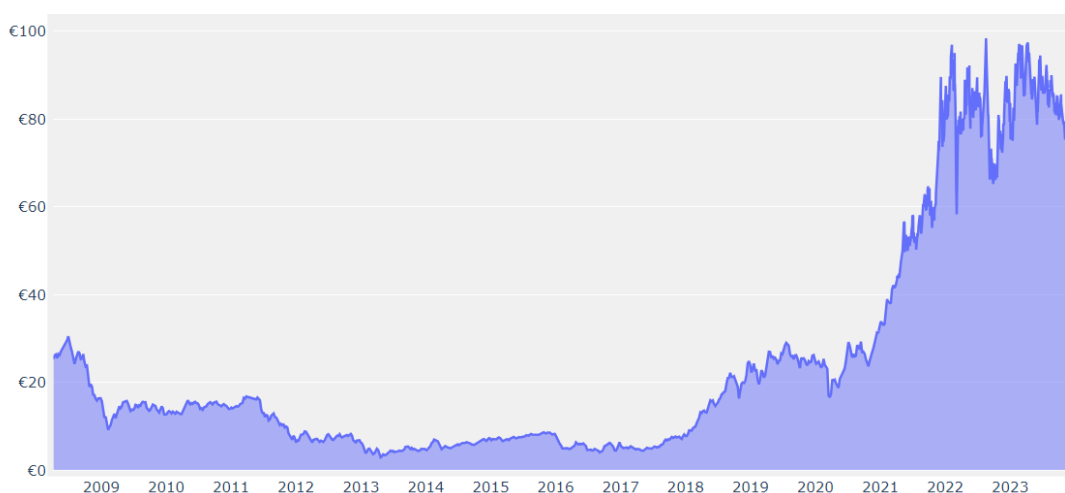
Με δεδομένη την κατανάλωση καυσίμου για κάθε σενάριο της μελέτης περίπτωσης, προκειμένου να βρούμε το κόστος που αναλογεί στην λειτουργία του πλοίου, απαιτείται ο υπολογισμός του κόστους καυσίμου. Οι τιμές του καυσίμου marine gas oil χαρακτηρίζονται από μεγάλη διακύμανση, ιδιαίτερα τα τελευταία 3-4 χρόνια καθώς οι αλληπάλληλες κρίσεις όπως ο κορονοϊός, η ενέργεια και ο πόλεμος στην Ουκρανία έχουν οδηγήσει σε μεγάλη αύξηση των τιμών. Ως μέση τιμή για τους υπολογισμούς έχει οριστεί η τιμή 0,95 ΕΥΡΩ / kg καυσίμου Marine gas oil (MGO), όπως παρουσιάζεται και στον εξής πίνακα 6 (Ship & Bunker , 2024):

Πίνακας 6 : Δεδομένα τιμών πετρελαίου τα τελευταία 4 χρόνια

Τιμή Πετρελαίου (Marine Gas Oil) στο λιμάνι του Πειραιά (USD/mt)			
Περίοδος	HIGH	LOW	AVERAGE
16/12/2020-15/06/2021	1.042,00	740,50	903,00
15/06/2021-13/12/2021	1.042,00	712,00	859,50
13/12/2021-10/06/2022	1.452,00	893,00	1.146,00
10/06/2022-09/12/2022	1.401,00	662,00	999,00
09/12/2022-09/06/2023	773,00	600,00	666,50
12/06/2023-08/12/2023	624,00	455,00	541,50
TOTAL AVERAGE	1.266,80	812,50	1.023,10
	1.039,65		
			1.031,38
			948,87

Ο παγκόσμιος μέσος όρος για το μπλε υδρογόνο θα μειωθεί από 4,2 USD/kg σε 2,5 USD/kg το 2030 και σε 2,2 USD/kg το 2050. Σε περιοχές όπως οι ΗΠΑ με πρόσβαση σε φθηνό φυσικό αέριο το κόστος είναι 2 USD/kg. Σε παγκόσμιο επίπεδο, το πράσινο υδρογόνο θα φθάσει στο κόστος το μπλε μέσα στην επόμενη δεκαετία (Fredrik G. Aaraskog, 2020). Ωστόσο, στην παρούσα μελέτη, λόγω περιορισμού διαθεσιμότητας των δεδομένων, καθώς το υδρογόνο δεν είναι ακόμα διαθέσιμο σε ευρεία κλίμακα ώστε να αποτυπώνεται συγκεκριμένο εύρος τιμών, αλλά αντίθετα η τιμή του

εξαρτάται από την παραγωγή του κατά περίπτωση, επιλέχθηκε η τιμή 3,875 ΕΥΡΩ/kg η οποία είναι η υφιστάμενη τιμή κόστους του πράσινου υδρογόνου στην Νορβηγία (Fredrik G. Aarskog, 2020). Όσον αφορά την πράσινη αμμωνία, το κόστος της για να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο κυμαίνεται από 700-1400 \$/ton (Google, 2024), οπότε λήφθηκε η τιμή 1,2 ευρώ/κιλό πράσινης αμμωνίας. Τέλος, στο σχήμα παρακάτω αποτυπώνεται γραφικά η εξέλιξη του κόστους των δικαιωμάτων εκπομπών άνθρακα, από το 2013 έως και σήμερα, με βάση το Ευρωπαϊκό Χρηματιστήριο Ρύπων - EU Emission Trading System (ETS). Μέσω της σταδιακής ένταξης βιομηχανιών στο χρηματιστήριο ρύπων, η τιμή των εκπομπών άνθρακα αγγίζει τον δεκαπλασιασμό τα 10 τελευταία χρόνια. Θεωρείται λοιπόν αρκετά πιθανό πως η τιμή τους θα συνεχίζει να αυξάνεται, ξεπερνώντας τα 180 €/tCO<sub>2</sub>. Όπως εξηγεί η μελέτη του CE Delft (D. Nelissen, J. Faber, R. van der Veen, A. van Grinsven, H. Shanthi, and E. van den Toorn, 2020) για να επιτευχθεί η αποτροπή της αύξησης της μέσης θερμοκρασίας στον πλανήτη στους 2°C θα πρέπει να αυξηθεί η τιμή των δικαιωμάτων άνθρακα έως και 400 \$/tCO<sub>2</sub>.



Σχήμα 37 : Διάγραμμα τιμών δικαιωμάτων εκπομπών άνθρακα περιόδου 2009-2023 (Sandbag, 2023)

### 7.3 Δεδομένα για τον υπολογισμό των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου

#### Φάση WtT

Ο υπολογισμός των ρύπων συνολικά για τη λειτουργία του πλοίου, με δεδομένο το προφίλ λειτουργίας του, προϋποθέτει τόσο τον υπολογισμό της κατανάλωσης για κάθε καύσιμο που αφορά στη μελέτη όσο και τον υπολογισμό του ισοδύναμου σε CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, PM<sub>10</sub> για το πετρέλαιο. Το ισοδύναμο αυτό υπολογίζεται σύμφωνα με τις επόμενες εξισώσεις με βάση τις σχετικές οδηγίες του IMO. Τα επιμέρους στοιχεία για τον υπολογισμό του κάθε ισοδύναμου ξεχωριστά για τη φάση TtW

υπολογίζονται βάσει ενδεικτικών τιμών που εμπεριέχονται τόσο στις οδηγίες του IMO που προαναφέρθηκαν αλλά και σε προϋπάρχουσα σχετική πρόταση της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τον υπολογισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στα εναλλακτικά ναυτιλιακά καύσιμα. Για την φάση WtT, ο συντελεστής GHG<sub>WtT</sub> δίνεται απευθείας για το πετρέλαιο, ενώ για την φάση TtW του κύκλου ζωής των καυσίμων απαιτούνται υπολογισμοί. Το πράσινο υδρογόνο και η πράσινη αμμωνία όπως προαναφέρθηκε παράγονται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας οι οποίες δεν παράγουν ρύπους GHG<sub>WtT</sub> κατά τη λειτουργία τους (O Schuller, S Kupferschmid, J Hengstler, S Whitehouse, 2021), (Jinjin Huang, Hongjun Fan, Xiangyang Xu and Zheyu Liu, 2022).

Πίνακας 7 : Εκπομπές φάσης WtT για το υφιστάμενο δρομολόγιο

<b>Tonnes of CO2 emissions per ton of MGO: (production, transport, storage &amp; bunkering)</b>	0,62
<b>Emissions per ton of (Green) Hydrogen</b>	0,00
<b>Number of Crossings :</b>	2
<b>Tonnes of MGO per crossing</b>	2,08
<b>Total CO2 emission per day [t]</b>	2,58
<b>Total CO2 emission per year [t]</b>	943,26

$$(LCV_{MGO}=0,0427 \text{ [MJ/g)} ,$$

$$(GHG_{WtT}=14,9 \text{ g/MJ} = 0,62\text{g CO}_2/\text{g}_{MGO})$$

### Φάση TtW

Οι μεθοδολογίες για τον υπολογισμό των εκπομπών αέριων ρύπων λόγω ναυτιλίας ποικίλουν ανάλογα με τη διαθεσιμότητα δεδομένων και των τεχνικών παραμέτρων. Διάφορες μελέτες έχουν διερευνήσει αυτές τις μεθοδολογίες, κάθε μια με πολλές διαφορετικές περιπτώσεις μελέτης (Emmanouil Doundoulakis and Spiros Paraefthimiou) , (A Maragkogianni, 2017), (Alexandra Maragkogianni, Spiros Paraefthimiou, 2017), (Rafael A.O. Nunes, 2021), (S Paraefthimiou, I Sitzimis, K Andriosopoulos, 2017). Τα κριτήρια για την επιλογή της κατάλληλης μεθοδολογίας εξαρτώνται κυρίως από τη διαθεσιμότητα των σχετικών δεδομένων και των τεχνικών παραμέτρων.

Υπάρχουν δύο βασικές προσεγγίσεις: Η "top-down" προσέγγιση βασίζεται σε αναφορές κατανάλωσης καυσίμου και χρησιμοποιείται συνήθως όταν δεν υπάρχουν πληροφορίες για τη λεπτομερή δραστηριότητα του πλοίου κατά τις διάφορες φάσεις λειτουργίας. Αντίθετα, η "bottom-up" προσέγγιση χρησιμοποιείται όταν υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα που επιτρέπουν τον λεπτομερή υπολογισμό της κατανάλωσης καυσίμου και των εκπομπών αέριων ρύπων κατά τη διάρκεια κάθε φάσης λειτουργίας του πλοίου.



Σχετικά με τον υπολογισμό των εκπομπών, το Ευρωπαϊκό Περιβαλλοντικό Πρακτορείο παρουσιάζει μια διαδικασία για την επιλογή της κατάλληλης μεθοδολογίας μεταξύ τριών επιλογών (Tier 1, 2, 3), ανάλογα με την περίπτωση μελέτης και τη διαθεσιμότητα δεδομένων. Η συνολική εκπομπή για μια διαδρομή υπολογίζεται ως το άθροισμα των εκπομπών κατά τις διάφορες φάσεις λειτουργίας (στο λιμάνι, κατά τους ελιγμούς- μανούβρα και κατά την πλεύση).

Για τον υπολογισμό των εκπομπών αέριων ρύπων χρειάζεται να υπολογιστεί η κατανάλωση ενέργειας και καυσίμου των πλοίων μαζί με συγκεκριμένους παράγοντες εκπομπής ανάλογα με το ρυπογόνο, τη μηχανή, τη φάση λειτουργίας και τον τύπο του καυσίμου. Εάν υπάρχει διαθέσιμη η ειδική κατανάλωση καυσίμου (SFOC-BSFC), μπορούν να μετατραπούν οι παράγοντες εκπομπής από ενεργειακούς (γραμμές ρύπων/kWh) σε καυσίμου (γραμμές ρύπων/γραμμή καυσίμου) διαιρώντας τους με την SFOC. Οι συνολικές εκπομπές για κάθε ρυπογόνο για μια διαδρομή υπολογίζονται μέσω μιας εξίσωσης που λαμβάνει υπόψη τη μηχανή, τη φάση λειτουργίας και το είδος της εκπομπής (C Trozzi, R De Lauretis, 2019).

$$E_{\text{Trip}} = E_{\text{Hoteling}} + E_{\text{Maneuvering}} + E_{\text{Cruising}} \quad (1)$$

(1<sup>η</sup> ΜΕΘΟΔΟΣ)

Ο υπολογισμός της κατανάλωσης καυσίμου ενός κινητήρα περιλαμβάνει δύο όρους: τη ζήτηση ενέργειας (μετρημένη σε κιλοβατώρες, kWh) και το BSFC (σε μονάδες μάζας καυσίμου ανά μονάδα ενέργειας). Η ενέργεια εξαρτάται από τη μέγιστη συνεχή καταναλώμενη Ισχύ (MCR) του κινητήρα (σε κιλοβάτ-ώρες, kW), τον συντελεστή φορτίου της επιλεγμένης φάσης λειτουργίας (στάση στο λιμάνι, μανούβρα, πλεύση) και τη διάρκεια λειτουργίας. Οι συνολικές αέριες εκπομπές για μια διαδρομή υπολογίζονται μέσω της ακόλουθης εξίσωσης (T. W. P. Smith, 2014):

$$E_{\text{Trip,e,i}} = \sum (MCR_e \cdot LF_e \cdot T_p \cdot BSFC_e \cdot EFi)$$

όπου:

- e = ο συγκεκριμένος κινητήρας για τον οποίο γίνονται οι υπολογισμοί,
- i = τύπος αέριας εκπομπής (CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, PM<sub>10</sub>),
- MCR = Μέγιστη συνεχής καταναλώμενη ισχύς (kW),
- LF = Συντελεστής Φορτίου του κινητήρα,
- T = διάρκεια της φάσης λειτουργίας p (ώρες),
- SFOC = Ειδική Κατανάλωση Καυσίμου για τον κινητήρα (σε g/kWh),
- EF = παράγοντας εκπομπής (σε g ρύπου/g καυσίμου).

Σε αυτήν τη μελέτη, υπολογίσαμε τις ποσότητες των PM<sub>10</sub>, καθώς αναφέρεται ότι "δεν υπάρχει σχεδόν καμία διαφορά μεταξύ του συνολικού PM και του PM με μέγεθος μικρότερο από 10 μικρόν για καύσιμα βάσει πετρελαίου" (KR Smith, Z Chafe, A Woodward, 2015).

## (2<sup>Η</sup> ΜΕΘΟΔΟΣ)

Οι δεύτερες εξισώσεις παρέχουν λεπτομερείς υπολογισμούς για συγκεκριμένα ρυπογόνα, όπως CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> και PM<sub>10</sub>. Για παράδειγμα, η σχέση (1) δείχνει τον τρόπο υπολογισμού των εκπομπών CO<sub>2</sub> με βάση την ειδική κατανάλωση καυσίμου (SFOC) και συγκεκριμένους παράγοντες εκπομπής για διάφορους τύπους καυσίμου. Οι εξισώσεις (2) δείχνουν τον υπολογισμό των εκπομπών NO<sub>x</sub>, εξαρτώμενων από την ταχύτητα περιστροφής της μηχανής. Η εξίσωση (4) δείχνει τον τρόπο υπολογισμού των εκπομπών SO<sub>x</sub> και PM<sub>10</sub>, τα οποία εξαρτώνται από τον τύπο του καυσίμου και ειδικότερα από το περιεχόμενο θείου του καυσίμου.

### Εξισώσεις Εκπομπών Ρύπων

Πίνακας 8 : Παρουσίαση εξισώσεων υπολογισμού εκπομπών (J. Moreno-Gutiérrez, V. Durán-Grados, Z. Uriondo, and J. Ángel Llamas, 2012)

#### 2η Μέθοδος

##### Εξισώσεις Επομπών Ρύπων

1)	$CO_2(g/kWh)=3,206*BSFC$	
2)	$NO_x(g/kWh)=45*n^{(-0,2)}$	(IMO TIER I)
	$NO_x(g/kWh)=44*n^{(-0,23)}$	(IMO TIER II)
	$NO_x(g/kWh)=9*n^{(-0,2)}$	(IMO TIER III)
3)	$SO_x(g/kWh)=BSFC*2*0,97753*(\%FUEL\ SULFUR)$	
4)	$PM_{10},MGO=0,23+BSFC*7*0,02247*(\%FUEL\ SULFUR)$	
	αναλογία μοριακού βάρους SO <sub>x</sub> ,S :	2
	συντελεστής μετατοπής S προς SO <sub>x</sub>	0,97753
	%FUEL SULFUR OF MGO :	0,0024

#### 2η Μέθοδος

##### Εξισώσεις Επομπών Ρύπων

1)	$CO_2(g/kWh)=3,206*BSFC$	
2)	$NO_x(g/kWh)=45*n^{(-0,2)}$	(IMO TIER I)
	$NO_x(g/kWh)=44*n^{(-0,23)}$	(IMO TIER II)
	$NO_x(g/kWh)=9*n^{(-0,2)}$	(IMO TIER III)
3)	$SO_x(g/kWh)=BSFC*2*0,97753*(\%FUEL\ SULFUR)$	
4)	$PM_{10},MGO=0,23+BSFC*7*0,02247*(\%FUEL\ SULFUR)$	
	αναλογία μοριακού βάρους SO <sub>x</sub> ,S :	2
	συντελεστής μετατοπής S προς SO <sub>x</sub>	0,97753
	%FUEL SULFUR OF MGO :	0,0024

(Fourth IMO GHG Study, 2020; Third IMO GHG Study, 2014)

Χρησιμοποιώντας και τις δύο μεθόδους παρέχεται ολοκληρωμένη εκτίμηση των εκπομπών, λαμβάνοντας υπόψη τους τεχνικούς παράγοντες οι οποίοι προαναφέρθηκαν, ενώ παράλληλα γίνεται χρήση του απλού μέσου όρου ώστε να είναι όσο το δυνατόν πιο αξιόπιστο το αποτέλεσμα.

#### 7.4 Επιλογή & Χαρακτηριστικά Υδρογονοκίνητου Πλοίου με χρήση κυψελών καυσίμου Proton exchange membrane fuel cell (PEM FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο

Το πλοίο AERO 42 H<sub>2</sub> διαθέτει χωρητικότητα αποθήκευσης 650 κιλών υδρογόνου, ενώ η βελτιστοποιημένη γραμμή οδήγησης του επιτρέπει να αναπτύσσει ταχύτητες έως 33,4 κόμβους. Το πλοίο είναι εξοπλισμένο για 275 επιβάτες. Το εγκατεστημένο σύστημα ενέργειας για το Aero42H<sub>2</sub> αποτελείται από ένα σύστημα κυψελών καυσίμου πολυμερούς μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων, με 2x7μονάδες x 200 kW και μια μπαταρία 672 kWh. Βασικά χαρακτηριστικά για το Aero42H<sub>2</sub> παρουσιάζονται στον πίνακα. Κατά τις σύντομες στάσεις στα λιμάνια οι κυψέλες καυσίμου θα συνεχίσουν να λειτουργούν και θα φορτίζουν τις μπαταρίες. Ένα άλλο σημαντικό στοιχείο που αξίζει να αναφερθεί είναι ότι το πλοίο θα είναι έτσι διαμορφωμένο ώστε να καταναλώνεται ελάχιστη ενέργεια και ταυτόχρονα θα έχει χαμηλό βάρος βελτιστοποιώντας έτσι τη δομή του για ταχύτητα (Brødrene Aa, Westcon Power & Automation, Boreal Sea, 2022).

Πίνακας 9 : Χαρακτηριστικά Υδρογονοκίνητου Πλοίου με χρήση κυψελών καυσίμου Proton exchange membrane fuel cell (PEM FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο

Πλοίο	Aero Highspeed 1	Aero 42H2
<b>Βασικές διαστάσεις</b>		
Ολικό μήκος	36 m	43,8 m
Πλάτος	9,7 m	11,8 m
Βύθισμα	1 m	1 m
Τύπος πλοίου	High Speed Craft (Passenger ship)	High Speed Craft (Passenger ship)
Αριθμός Επιβατών	150	275
Υλικό Κατασκευής	Ανθρακόνημα	Ανθρακόνημα

Εγκατάσταση πρόωσης		
Κύρια Μηχανή	2x Caterpillar C32 (2x1081 kW/2300 rpm)	2*7 Modules *200kW & battery 672kWh
Ισχύς MCR	1081 kW/2300 rpm	(2500 kW)
Τύπος μηχανής	Τετράχρονη	Κυψέλη Καυσίμου + Μπαταρία
Τύπος καυσίμου	Diesel (MGO)	Hydrogen
Ταχύτητα Υπηρεσίας	32 knots	33,4 knots

## 7.5 Επιλογή & Χαρακτηριστικά Υδρογονοκίνητου Πλοίου με χρήση κυψελών καυσίμου Solid Oxide fuel cell (SO FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο

Το τρίτο σενάριο αφορά το πλοίο AERO 42 H<sub>2</sub> που χρησιμοποιεί σύστημα κυψελών καυσίμου στερεού οξειδίου με 2x6μονάδες x 250 kW και μια μπαταρία 672 kWh, με απευθείας χρήση του υδρογόνου ως καυσίμου, ώστε και πάλι να αναπτύσσει ταχύτητες έως 33,4 κόμβους. Θα είναι και αυτό χωρητικότητας 275 επιβατών. Κατά τις σύντομες στάσεις στα λιμάνια, οι κυψέλες καυσίμου θα συνεχίσουν να λειτουργούν και θα φορτίζουν τις μπαταρίες, όπως και στην προηγούμενη περίπτωση. Ο παρακάτω πίνακας συνοψίζει τα κύρια χαρακτηριστικά του πλοίου που μελετάται στο τρίτο σενάριο (Brødrene Aa, Westcon Power & Automation, Boreal Sea, 2022), (Petronilla Fragiaco, Francesco Piraino, Matteo Genovese and Orlando Corigliano, 2023).

Πίνακας 10 : Χαρακτηριστικά Υδρογονοκίνητου Πλοίου με χρήση κυψελών καυσίμου Solid Oxide fuel cell (SO FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο

Πλοίο	Aero 42H2
<b>Βασικές διαστάσεις</b>	
Ολικό μήκος	<b>43,8 m</b>
Πλάτος	<b>11,8 m</b>
Βύθισμα	<b>1 m</b>
Τύπος πλοίου	<b>High Speed Craft (Passenger ship)</b>
Αριθμός Επιβατών	<b>275</b>
Υλικό Κατασκευής	<b>Ανθρακόνημα</b>
<b>Εγκατάσταση πρόωσης</b>	
Σύστημα Κυψελών Καυσίμου SO	<b>2*6 Modules *250kW &amp; battery 672kWh</b>
Ισχύς MCR	<b>(2500 kW)</b>
Τύπος μηχανής	<b>Κυψέλη Καυσίμου + Μπαταρία</b>
Τύπος καυσίμου	<b>Hydrogen</b>
Ταχύτητα Υπηρεσίας	<b>33,4 knots</b>

## 7.6 Επιλογή & Χαρακτηριστικά Πλοίου που χρησιμοποιεί αμμωνία ως καύσιμο με χρήση κυψελών καυσίμου Solid Oxide fuel cell (SO FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο

Το τέταρτο και τελευταίο σενάριο αφορά το ίδιο πλοίο AERO 42 H<sub>2</sub> που χρησιμοποιεί σύστημα κυψελών καυσίμου στερεού οξειδίου με 2x6μονάδες x 250 kW και μια μπαταρία 672 kWh, με χρήση της αμμωνίας ως καυσίμου σε πρώτο στάδιο, πριν την

αποσύνθεσή της σε άζωτο και υδρογόνο στο δεύτερο στάδιο, ώστε και πάλι να χρησιμοποιηθεί το υδρογόνο. Θα είναι και αυτό χωρητικότητας 275 επιβατών. Η βασικότερη διαφορά αυτού του συστήματος είναι ότι δεν περιλαμβάνει τον ακριβό εξοπλισμό αποθήκευσης του υδρογόνου, καθώς το καύσιμο που χρησιμοποιείται είναι η αμμωνία, της οποίας οι δεξαμενές αποθήκευσης δεν αποτελούν σημαντικό κεφαλαιουχικό και λειτουργικό έξοδο. Κατά τις σύντομες στάσεις στα λιμάνια, οι κυψέλες καυσίμου και πάλι θα συνεχίζουν να λειτουργούν και θα φορτίζουν τις μπαταρίες, όπως και στις προηγούμενες περιπτώσεις. Ο παρακάτω πίνακας συνοψίζει τα κύρια χαρακτηριστικά του πλοίου που μελετάται στο τέταρτο σενάριο (Brødrene Aa, Westcon Power & Automation, Boreal Sea, 2022), (Hui Xing, Charles Stuart, Stephen Spence and Hua Chen, 2021), (Molla Asmare and Mustafa Ilbas, 2020).

Πίνακας 11 : Χαρακτηριστικά Πλοίου που χρησιμοποιεί αμμωνία ως καύσιμο με χρήση κυψελών καυσίμου Solid Oxide fuel cell (SO FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο

Πλοίο	Aero 42NH <sub>3</sub>
<b>Βασικές διαστάσεις</b>	
Ολικό μήκος	43,8 m
Πλάτος	11,8 m
Βύθισμα	1 m
Τύπος πλοίου	High Speed Craft (Passenger ship)
Αριθμός Επιβατών	275
Υλικό Κατασκευής	Ανθρακόνημα

Εγκατάσταση πρόωσης	
Σύστημα Κυψελών Καυσίμου SO	2*6 Modules *250Kw & battery 672kWh
Ισχύς MCR	(2500 Kw)
Τύπος μηχανής	Κυψέλη Καυσίμου + Μπαταρία
Τύπος καυσίμου	Αμμωνία
Ταχύτητα Υπηρεσίας	33,4 knots

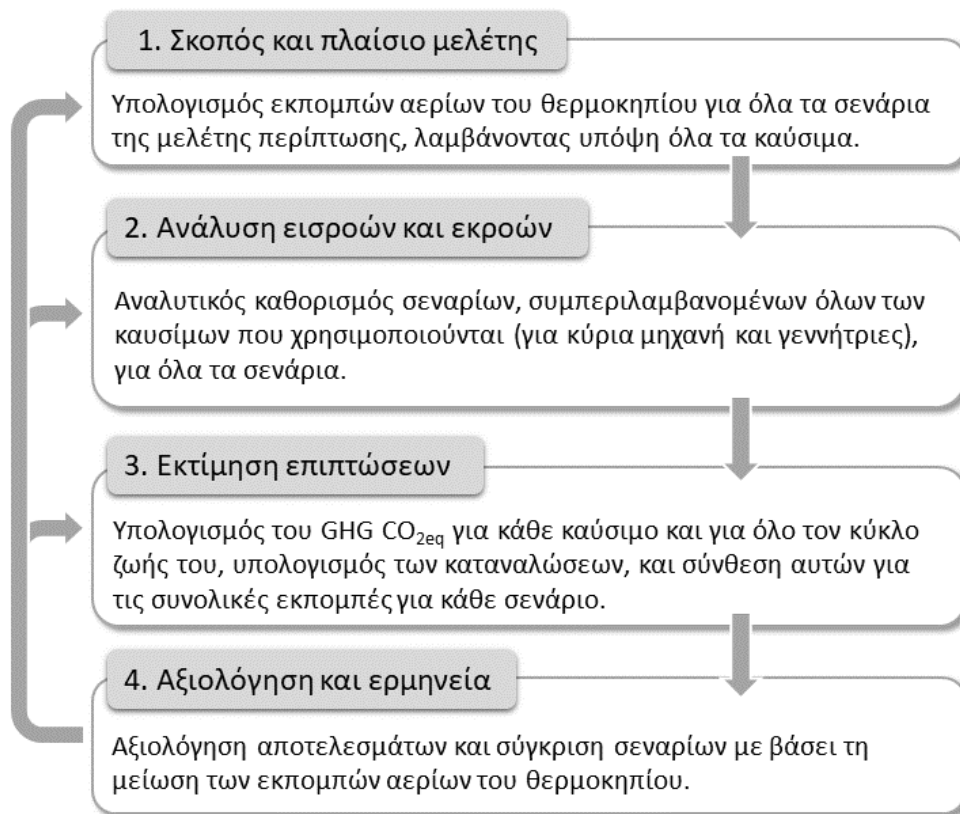
## 8 Υπολογισμοί καταναλώσεων καυσίμων

Όπως προαναφέρθηκε, η μελέτη περίπτωσης εστιάζει στην ταυτόχρονη εφαρμογή των LCA και LCCA προκειμένου να διαπιστωθούν οι καταναλώσεις των καυσίμων και οι εκπομπές αέριων του θερμοκηπίου για το πετρέλαιο αλλά και το κόστος που συνοδεύει κάθε ένα από τα τέσσερα σενάρια της μελέτης:

1. Υφιστάμενου πετρελαιοκίνητου πλοίου
2. Πλοίου με χρήση υδρογόνου και σύστημα κυψελών καυσίμου Proton exchange membrane fuel cell (PEM FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο
3. Πλοίου με χρήση υδρογόνου και σύστημα κυψελών καυσίμου solid oxide fuel cell (SO FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο

#### 4. Πλοίου με χρήση αμμωνίας και σύστημα κυψελών καυσίμου solid oxide fuel cell (SO FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο

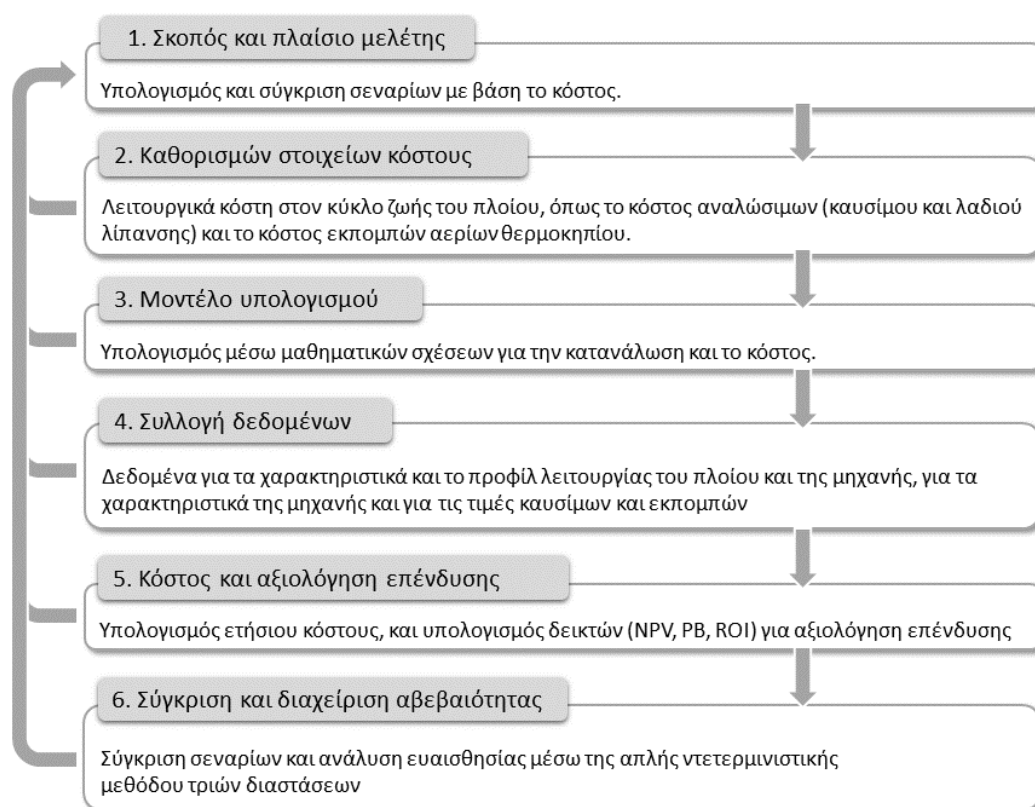
Για την LCA, στη βάση του εκάστοτε καυσίμου, καταγράφονται παρακάτω τα ισοδύναμα αέριων ρύπων τόσο για την κάθε φάση του κύκλου ζωής ξεχωριστά, TtW και WtT, όσο και αθροιστικά. Σημαντικό είναι να σημειωθεί ότι στη φάση WtT μόνο το πετρέλαιο παράγει ρύπους, ενώ τα πράσινα καύσιμα παραμένουν απαλλαγμένα από αυτούς. Συνεπώς, για να διαπιστωθούν στο σύνολο τους οι εκπομπές αέριων του θερμοκηπίου σε όλο τον κύκλο ζωής του καυσίμου στο πρώτο σενάριο, χρειάζεται ο υπολογισμός της κατανάλωσης για το καύσιμο Marine Gas Oil σε ετήσια βάση, ανάλογα πάντα με το προφίλ λειτουργίας του πλοίου. Η μεθοδολογία για τον υπολογισμό των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου, στη βάση της LCA μεθοδολογίας, όπως αυτή περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 6, αποτυπώνεται για την περίπτωση μελέτης στο Σχήμα 38. Ορισμένα βήματα που φαίνονται στο σχήμα έχουν προηγηθεί, κυρίως αναφορικά με το σκοπό, το πλαίσιο αλλά και τα δεδομένα για τους υπολογισμούς που ακολουθούν.



Σχήμα 38 : Μεθοδολογία υπολογισμού εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου βάσει της LCA

Για την LCCA, ως προς αυτόν που λαμβάνει τις αποφάσεις σε σχέση με το καύσιμο που θα χρησιμοποιεί το πλοίο, δηλαδή τον πλοιοκτήτη στην συγκεκριμένη περίπτωση, υπάρχουν τρία βασικά κόστη που πρέπει να ληφθούν υπόψη. Το κόστος του καυσίμου, των δικαιωμάτων άνθρακα, ανάλογα με τις εκπομπές αέριων του

θερμοκηπίου και φυσικά το κόστος μίας επένδυσης στην περίπτωση που θα χρησιμοποιηθεί το υδρογονοκίνητο πλοίο. Η σύγκριση των σεναρίων μεταξύ τους σε επίπεδο ρύπων και λειτουργικού κόστους μπορεί να παρέχει σημαντικά συμπεράσματα για την μετέπειτα λήψη αποφάσεων. Η μεθοδολογία υπολογισμού του κόστους, βάσει της ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής (LCCA/LCC), όπως αυτή περιγράφηκε στο κεφάλαιο 6, αποτυπώνεται στο σχήμα, με όλα τα βήματα για την τελική σύγκριση και την υποστήριξη της διαδικασίας λήψης αποφάσεων. Πολλά από τα βήματα που φαίνονται στο σχήμα έχουν προηγηθεί σε προηγούμενη ενότητα, όπως ο σκοπός και το πλαίσιο της μελέτης και τα δεδομένα που θα χρησιμοποιηθούν στους υπολογισμούς που θα ακολουθήσουν.



Σχήμα 39 : Μεθοδολογία υπολογισμού κόστους κύκλου ζωής βάσει της LCCA

Στις παραγράφους που ακολουθούν θα γίνει περιγραφή των υπολογισμών για τις καταναλώσεις, για τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και του κόστους, με βάση τα παραπάνω LCA και LCCA/LCC, ενώ παράλληλα παρουσιάζονται και τα αποτελέσματα των υπολογισμών. Στους υπολογισμούς του κόστους συμπεριλαμβάνεται τόσο το λειτουργικό κόστος του πλοίου μεμονωμένα, όσο και συνδυαστικά με μία επένδυση σε πλοίο με κυψέλες καυσίμου. Τα οικονομικά στοιχεία και οι παραδοχές βασίζονται στο μεγαλύτερο ποσοστό τους στη βιβλιογραφία και παρουσιάζονται πριν την αξιολόγηση των τεσσάρων επενδύσεων. Τέλος, παρατίθεται η ανάλυση ευαισθησίας για να διερευνηθεί η προοπτική του υδρογόνου, με βάση τις μεταβλητές που χαρακτηρίζονται από μεγάλη αβεβαιότητα

εύρους τιμών, όπως η τιμή του ίδιου του υδρογόνου αλλά και το κόστος των δικαιωμάτων CO<sub>2</sub>.

### 8.1 Υπολογισμοί καταναλώσεων καυσίμου και εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου πετρελαιοκίνητου πλοίου

Το πρώτο βήμα αφορά τον υπολογισμό των καταναλώσεων, με βάση το προφίλ λειτουργίας των μηχανολογικών εγκαταστάσεων του εκάστοτε πλοίου, τόσο για τον κινητήρα εσωτερικής καύσης όσο και για το σύστημα κυψελών καυσίμου.

Για το πρώτο σενάριο λοιπόν, με δεδομένα τις ώρες λειτουργίας και την ισχύ σε συνάρτηση με τη φόρτιση των μηχανών και συνεπώς των ειδικών καταναλώσεων, είναι δυνατό να υπολογισθούν οι καταναλώσεις σε ένα δρομολόγιο βάση της εξίσωσης  $FC = (FUEL_{RATE} * Hours)$  για κάθε κατάσταση. Το  $FUEL_{RATE}$  έχει υπολογισθεί με γραμμική παρεμβολή από το εγχειρίδιο της CATERPILLAR, για την κατάσταση πλεύσης, την κατάσταση ελιγμών και την κατάσταση στάθμευσης σε λιμάνι μετρημένο σε L/hr. Πολλαπλασιάζοντας με την ώρα της κάθε κατάστασης στο σύνολο του δρομολογίου υπολογίζεται η συνολική κατανάλωση σε λίτρα για ένα δρομολόγιο. Με την κατάλληλη μετατροπή μέσω της πυκνότητας υπολογίστηκαν 0,5 τόνοι καυσίμου για ένα δρομολόγιο, χωρίς επιστροφή, όπως φαίνεται και από τον παρακάτω πίνακα:

Πίνακας 12 : Υπολογισμοί καταναλώσεων για το πετρελαιοκίνητο πλοίο

	ΙΣΧΥΣ (kW)	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (L/hr)	L/min	L TOTAL PER CROSSING / SITUATION
ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΠΛΕΥΣΗΣ	922	225,5	3,76	489,21
	864,8	212,7	3,55	
	581	149,2	2,49	
ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΛΙΓΜΩΝ	581	149,2	2,49	52,24
	540,5	142,5	2,37	
	501	135,9	2,27	
ΑΓΚΥΡΟΒΟΛΗΜΕΝΟ	276	116,8	1,95	40,70
	216,2	61,0	1,02	
	211	56,2	0,94	
	<b>L TOTAL PER CROSSING :</b>	<b>582,15</b>		

FUEL density (kg/lt)	MGO 3,58
FUEL CONSUMPTION (tonnes/crossing)	<b>2,084</b>



Ο επόμενος πίνακας αφορά τα δεδομένα για κάθε κατάσταση προκειμένου να χρησιμοποιηθεί η πρώτη μέθοδος (C Trozzi, R De Lauretis, 2019) που προαναφέρθηκε και να γίνει εκτίμηση των εκπομπών αέριων ρύπων:

Πίνακας 13 : Δεδομένα υπολογισμών εκπομπών πρώτης μεθόδου

ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ		ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΓΚΥΡΟΒΟΛΗΜΕΝΟ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΛΙΓΜΩΝ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΠΛΕΥΣΗΣ
MCR [kW]		216,2	540,5	864,8
LF	LF=(AS/MS)	0,2	0,5	0,8
Tr [hr]		0,667	0,367	2,3
BSFC [g/kWh]		210	216	225

ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ		ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΓΚΥΡΟΒΟΛΗΜΕΝΟ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΛΙΓΜΩΝ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΠΛΕΥΣΗΣ
MCR [Kw]		216,2	540,5	864,8
LF	LF=(AS/MS)	0,2	0,5	0,8
Tr [hr]		0,667	0,367	2,3
BSFC [g/kWh]		210	216	225

Στη συνέχεια υπολογίζονται οι παρακάτω ποσότητες για κάθε κατάσταση ξεχωριστά για CO<sub>2</sub> , NO<sub>x</sub> , SO<sub>x</sub> , PM<sub>10</sub> :

Πίνακας 14 : Υπολογισμοί εκπομπών βάσει της πρώτης μεθόδου

EMMISSIONS (g)	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΓΚΥΡΟΒΟΛΗΜΕΝΟ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΛΙΓΜΩΝ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΠΛΕΥΣΗΣ
CO <sub>2</sub>	19.407,84	68.620,58	1.147.835,20
NO <sub>x</sub>	339,00	1.198,61	20.049,52
SO <sub>x</sub>	60,54	214,04	3.580,27
PM <sub>10</sub>	66,59	235,44	3.938,30

Και συνολικά για ένα δρομολόγιο από την πρώτη μέθοδο έχουμε:

Πίνακας 15 : Υπολογισμοί εκπομπών βάσει πρώτης μεθόδου ανά δρομολόγιο

Total Emissions g / Crossing	
CO2	1.235.863,63
NOx	21.587,14
SOx	3.854,85
PM10	4.240,33
<b>Total</b>	<b>1.265.545,94</b>

Από τις εξισώσεις που αναλύθηκαν για τη δεύτερη μέθοδο έχουμε τα εξής αποτελέσματα :

Πίνακας 16 : Δεδομένα και υπολογισμοί εκπομπών δεύτερης μεθόδου ανά δρομολόγιο (J. Moreno-Gutiérrez, V. Durán-Grados, Z. Uriondo, and J. Ángel Llamas, 2012)

	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΓΚΥΡΟΒΟΛΗΜΕΝΟ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΛΙΓΜΩΝ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΠΛΕΥΣΗΣ
EMMISSIONS (g/kWh)			
CO2	673,26	692,50	721,35
NOx	2,64	2,20	2,00
SOx	0,99	1,01	1,06
PM10	0,31	0,31	0,31
Total Energy: (kW*h)	144,13	198,18	1.989,04
	Total Emissions g / Crossing	#	
	CO2	1.669.074,38	
	NOx	4.796,63	
	SOx	2.442,78	
	PM10	732,74	
	Total	1.767.313,01	

Για μεγαλύτερη ακρίβεια των αποτελεσμάτων γίνεται χρήση του απλού μέσου όρου, ώστε να προκύψουν τα τελικά αποτελέσματα του υπολογισμού των εκπομπών στην TtW φάση του πλοίου AERO HIGHSPEED, τα οποία θα ληφθούν υπόψη για τους μετέπειτα υπολογισμούς κόστους.

Πίνακας 17 : Συνολικές Εκπομπές ανα δρομολόγιο από μέσο όρο των δύο μεθόδων

FINAL EMISSIONS (g/crossing)		kg / day	kg / year
CO2	1.452.469,00	2.904,94	1.060.302,37
NOx	13.191,88	26,38	9.630,08
SOx	3.148,81	6,30	2.298,63
PM10	2.486,54	4,97	1.815,17
AVERAGE TOTAL EMISSIONS (g/crossing)	1.516.429,47	3.032,86	1.106.993,52

Trips per day	2,00		
Days per year	365,00		

Στον πίνακα που ακολουθεί συνοψίζονται οι εκπομπές αερίων θερμοκηπίου ανά τόνο ισοδύναμου διοξειδίου του άνθρακα, με βάση τους υπολογισμούς, τόσο για την φάση WtT όσο και για τη φάση TtW, επομένως και των συνολικών ρύπων στον κύκλο ζωής του καυσίμου WtW για το πετρελαιοκίνητο πλοίο. Υπενθυμίζεται ότι ο υπολογισμός για WtW, που αφορά στον κύκλο ζωής του καυσίμου, είναι διαφορετικός από τον υπολογισμό που χρησιμοποιείται αποκλειστικά στη TtW φάσης του κύκλου ζωής που αφορά στον υπολογισμό των εκπομπών ενός πλοίου, και άρα των δικαιωμάτων άνθρακα που καλείται να επωμισθεί. Στη μελέτη της παρούσας διπλωματικής εργασίας, ο μεν υπολογισμός του WtW εξυπηρετεί στον υπολογισμό των εκπομπών σε όλο τον κύκλο ζωής του καυσίμου, ώστε να καταστεί σαφές ποια είναι η πραγματική έκλυση ρύπων χρησιμοποιώντας το συμβατικό πετρέλαιο ως καύσιμο. Ο υπολογισμός του TtW εξυπηρετεί στον υπολογισμό των εκπομπών που αναλογούν σε πλοίο και πλοιοκτήτη, ώστε να υπολογισθεί το κόστος των δικαιωμάτων άνθρακα που καλούνται να επωμισθούν.

Είναι προφανές πως όσο περισσότερο χρησιμοποιείται το υδρογόνο, τόσο εκμηδενίζονται οι ρύποι για τον πλοιοκτήτη (TtW φάση του κύκλου ζωής) αλλά και συνολικά στον κύκλο ζωής του καυσίμου (WtW) εφόσον προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Συνεπώς αν ο πλοιοκτήτης χρησιμοποιεί πράσινα καύσιμα απαλλαγμένα από εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου τα κόστη που θα επωμιζόταν από ένα πετρελαιοκίνητο πλοίο γίνονται έσοδα.

Το συνολικό αποτύπωμα σε ρύπους στην WtW φάση του πετρελαίου και του υδρογόνου παρουσιάζονται στον επόμενο πίνακα:

Πίνακας 18 : Συνολικές εκπομπές πετρελαίου και πράσινου υδρογόνου αναλυτικά για WtT,TtW, και συνολικά για WtW

FUEL	WtT emissions (tonnes CO2) /year	TtW emissions (tonnes CO2) / year	WtW emissions (tonnes CO2) / year
MGO	943,26	1.060,30	2.003,56
HYDROGEN	0,00	0,00	0,00

## 8.2 Υπολογισμοί καταναλώσεων καυσίμου υδρογόνου με χρήση κυψελών καυσίμου Proton exchange membrane fuel cell (PEM FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο

Ο υπολογισμός καταναλώσεων για το υδρογονοκίνητο πλοίο πραγματοποιείται με παρόμοια μέθοδο με το πετρελαιοκίνητο, χρησιμοποιώντας ένα υφιστάμενο

δρομολόγιο της Νορβηγίας για το οποίο υπάρχει διαθεσιμότητα δεδομένων. Στον παρακάτω πίνακα συνοψίζονται τα κυριότερα στοιχεία τα οποία θα χρησιμοποιηθούν αναλογικά με το ποσό ενέργειας σε kWh για το επιλεγμένο δρομολόγιο της Ελλάδας.

Πίνακας 19 : Χαρακτηριστικά Υφιστάμενου δρομολογίου της Νορβηγίας για προσδιορισμό κατανάλωσης του υδρογονοκίνητου πλοίου (Brødrene Aa, Westcon Power & Automation, Boreal Sea, 2022)

<b>Trondheim Kristianstud</b>	<b>90 nm</b>
Total energy (kWh)	6.667,00
Electricity (kWh)	403,00
<b>Total Consumption (kg)</b>	<b>361,00</b>
Total Hydrogen Energy (kWh)	6.264,00
Average consumption kg / kWh	0,06

Χρησιμοποιώντας ίδια ποσοστά ισχύος σε όλες τις καταστάσεις και με δεδομένο ότι για ταχύτητα 34 κόμβων απαιτούνται 2.500kW ισχύος προκύπτει ο πίνακας 20:

Πίνακας 10 : Απαιτούμενη Ενέργεια Υδρογονοκίνητου πλοίου για υφιστάμενο δρομολόγιο της Ελλάδας

MAX = 2500 kW	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΠΛΕΥΣΗΣ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΛΙΓΜΩΝ	ΣΤΑΘΜΕΥΜΕΝΟ
Ποσοστό ισχύος	0,80	0,50	0,20
Απαιτούμενη Ενέργεια (kWh)	4.600,00	458,33	333,33

Συμπερασματικά για το υφιστάμενο δρομολόγιο στην Ελλάδα, προκύπτει λοιπόν ο πίνακας 21:

Πίνακας 11 : Υπολογισμός Κατανάλωσης υδρογονοκίνητου Πλοίου για το υφιστάμενο δρομολόγιο της Ελλάδας

<b>TOTAL ENERGY (kWh)</b>	<b>5.391,67</b>
Electricity (kWh)	400,00
Hydrogen Consumption (kg/kWh)	0,06
<b>Total Fuel Cons [kg / Crossing]</b>	<b>323,50</b>
Emissions	0,00
Trips per Day	2,00
Days per year	365,00

Η κατανάλωση υδρογόνου υπολογίζεται και από τον τύπο:

$$Mass\ Flow = \frac{Total\ Energy}{Low\ calorific\ value * system\ efficiency}$$

Εξίσωση 1 : Τύπος κατανάλωσης καυσίμου (Luca Micoli, Tommaso Coppola and Maria Turco, 2021), (Phan Anh Duong, Borim Ryu, Chongmin Kim , Jinuk Lee and Hokeun Kang, 2022)

Όπου :

- Mass flow: η κατανάλωση καυσίμου σε kg
- Total Energy: Συνολική κατανάλωση ενέργειας σε kWh ίση με 5392 kWh
- Low calorific value: Κατώτερη θερμογόνο δύναμη σε MJ/kg ίση με 120 MJ/kg για το υδρογόνο (Li Lin , Lixuan Zhang , Yu Luo , Juncong Luo , Chongqi Chen and Lilong Jiang, 2022)
- System Efficiency: ο βαθμός απόδοσης του συστήματος ίσος με 0,5 για το πρώτο σενάριο (Li Lin , Lixuan Zhang , Yu Luo , Juncong Luo , Chongqi Chen and Lilong Jiang, 2022)

Από τα παραπάνω, η κατανάλωση 321,68 kg/δρομολόγιο συνάδει με την προηγούμενη κατανάλωση που έχει υπολογιστεί. Επομένως, για τα επόμενα δύο σενάρια χρησιμοποιείται η ίδια σχέση για τον υπολογισμό κατανάλωσης καυσίμων.

### 8.3 Υπολογισμοί καταναλώσεων καυσίμου υδρογόνου με χρήση κυψελών καυσίμου Solid Oxide fuel cell (SO FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο

Για το τρίτο σενάριο, με ίδιες ενεργειακές απαιτήσεις για το υφιστάμενο δρομολόγιο που μελετάται, με βάση την ίδια εξίσωση υπολογίζεται η κατανάλωση καυσίμου υδρογόνου σε σύστημα κυψελών SOFC, έχοντας βαθμό απόδοσης όταν χρησιμοποιούν καθαρό υδρογόνο ίσο με 0,4 (Claude Lamy, 2016). Έτσι η κατανάλωση για το τρίτο σενάριο ανά δρομολόγιο είναι ίση με 400 kg υδρογόνου.

### 8.4 Υπολογισμοί καταναλώσεων καυσίμου αμμωνίας με χρήση κυψελών καυσίμου Solid Oxide fuel cell (SO FC) για το υφιστάμενο δρομολόγιο

Για το τέταρτο και τελευταίο σενάριο, με ίδιες ενεργειακές απαιτήσεις για το υφιστάμενο δρομολόγιο που μελετάται και με βάση την ίδια εξίσωση, υπολογίζεται η κατανάλωση καυσίμου αμμωνίας σε σύστημα κυψελών SO FC, έχοντας βαθμό απόδοσης όταν χρησιμοποιούν αμμωνία ίσο με 0,58 (Yifan Wang and Laurence A.Wright, 2021). Έτσι η κατανάλωση για το σενάριο αυτό ανά δρομολόγιο προκύπτει

ότι είναι ίση με 1816 kg αμμωνίας. Αξίζει να σημειωθεί ότι η περιεκτικότητα της αμμωνίας σε καθαρό υδρογόνο είναι 18% w/w (C. Zamfirescu and I. Dincer, 2009), επομένως στα 1816 κιλά αμμωνίας περιέχονται 327 κιλά υδρογόνου, αριθμός που πλησιάζει αρκετά την κατανάλωση που υπολογίστηκε στο δεύτερο σενάριο.

## 9 Συγκριτική οικονομική ανάλυση των 4 σεναρίων

### 9.1 Προσδιορισμός ετησίου καθαρού κέρδους

Προκειμένου να υπολογιστεί το ετήσιο καθαρό κέρδος και να ακολουθήσει η σύγκριση των αντίστοιχων NPV για κάθε σενάριο υπολογίστηκαν τα έξοδα και τα έσοδα για κάθε πλοίο.

Τα έσοδα έχουν υπολογιστεί με βάση τις υφιστάμενες τιμές των εισιτηρίων για κάθε προορισμό (ferryhorper, 2023) και η πληρότητα με βάση την εποχή και την χωρητικότητα επιβατών για κάθε πλοίο (Lefteris Eraminonda, 2022).

Τα έξοδα περιλαμβάνουν τα κεφαλαιουχικά κόστη (CAPEX) και τα λειτουργικά κόστη (OPEX) του πλοίου.

Στα CAPEX κάθε σεναρίου έχουν συμπεριληφθεί τιμές για :

- Κατασκευή Γάστρας
- Σύστημα πετρελαιοκινητήρα / κυψελών καυσίμου
- Σύστημα αποθήκευσης καυσίμου
- Μπαταρία
- Ηλεκτρονικά Ισχύος (electric motor)
- Σύστημα Πρόωσης σύνολο

Στα OPEX περιλαμβάνονται έξοδα συντήρησης, έξοδα λόγω καταναλώσεων καυσίμων και λιπαντικών, έξοδα λόγω εκπομπών ρύπων, έξοδα κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και τα απρόβλεπτα - λοιπά έξοδα και τέλη για κάθε πλοίο.

Σε αυτό το σημείο να αναφερθεί ότι τα έξοδα λόγω εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου που επωμίζεται το πετρελαιοκίνητο πλοίο, γίνονται έσοδα για τα πλοία που είναι απαλλαγμένα από ρύπους, αφού υπάρχει συνάλλαγμα για τις τιμές δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων, σύμφωνα με τα εξής:

Έξοδα από δικαιώματα εκπομπών 2024-2025 --> αντιστοιχία 100% - 40%

Έξοδα από δικαιώματα εκπομπών 2025-2026 --> αντιστοιχία 100% - 75%

Έξοδα από δικαιώματα εκπομπών >2026 --> αντιστοιχία 100% (European Commission, 2023)

Τέλος συμπεριλαμβάνονται οι υπολειμματικές αξίες των συστημάτων για κάθε πλοίο, οι οποίες αντικαθίστανται στο 10<sup>ο</sup> και 20<sup>ο</sup> έτος καθώς και τα έξοδα αντικατάστασης.

#### Υπολογισμός ετήσιου κόστους καταναλώσεων και εκπομπών καυσίμων και λιπαντικών

Με δεδομένα τις καταναλώσεις και το σύνολο των εκπομπών αέριων του θερμοκηπίου, βάσει των δεδομένων για το κόστος των καυσίμων και των δικαιωμάτων άνθρακα, μπορούν να γίνουν οι υπολογισμοί για το συνολικό κόστος και την ανάλυση του. Το συνολικό κόστος για τα τέσσερα σενάρια υπολογίζεται από την παρακάτω εξίσωση:

$$C_{total} = C_{FC} + C_{LOC} + C_{Emissions}, \text{ όπου :}$$

- $C_{total}$  είναι το ολικό ετήσιο κόστος λόγω καταναλώσεων καυσίμου, λιπαντικού, και εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα
- $C_{FC}$  είναι το κόστος λόγω κατανάλωσης καυσίμου
- $C_{LOC}$  είναι το κόστος λιπαντικού και
- $C_{Emissions}$  είναι το κόστος λόγω εκπομπών

Είτε πρόκειται για καύσιμο, είτε για λιπαντικό, ο υπολογισμός γίνεται απευθείας, πολλαπλασιάζοντας την κατανάλωση με την τιμή του αντίστοιχου καυσίμου. Αντίστοιχα, με δεδομένες τις εκπομπές του πετρελαιοκίνητου το κόστος υπολογίζεται απευθείας, πολλαπλασιάζοντάς το με την τιμή του κάθε ρυπογόνου σε ευρώ ανά κιλό, ενώ το ποσοστό των εκπομπών υπόκειται σε αγορά δικαιωμάτων, σύμφωνα με τα παραπάνω.

Για αυτούς τους πρώτους υπολογισμούς του κόστους έχουν γίνει οι παρακάτω παραδοχές:

- Έχει θεωρηθεί η τιμή του πράσινου υδρογόνου ίση με αυτή που υπάρχει στην Νορβηγία
- Η τιμή του πετρελαίου προσδιορίζεται από τη μέση τιμή στο λιμάνι του Πειραιά τα τελευταία 3 χρόνια
- Έχει θεωρηθεί κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ίση με εκείνη του δρομολογίου της Νορβηγίας (400kWh/crossing)

Με βάση όλα τα παραπάνω, υλοποιούνται οι υπολογισμοί τόσο του ετήσιου κόστους όσο και όλης της περιόδου ζωής των πλοίων.

Πίνακας 12 : Κόστη ρυπογόνων αερίων (European Commission, 2019)

COST EURO/kg	
0,085	CO2
3,1	NOx
5,9	SOx
24,8	PM10

Πίνακας 13 : Δεδομένα για κόστη ηλεκτρικής ενέργειας και πράσινου υδρογόνου

Κόστος υδρογόνου (Νορβηγία) ανά / kg :	€ 3,825
Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας : (Ελλάδα) ( ανά kWh )	€ 0,077

Τα υπόλοιπα στοιχεία κόστους τα οποία αναφέρθηκαν και είναι απαραίτητα για τον υπολογισμό του NPV αναλύονται παρακάτω.

### **Μετατροπή νομίσματος**

Το κόστος αρχικά που αναφέρεται στην παρούσα μελέτη παρουσιάζεται σε ευρώ (EURO) χρησιμοποιώντας συναλλαγματικές ισοτιμίες 11,6 NOK/EUR, 10,5 NOK/USD και 0,92 EUR/USD . Επιλέχθηκε το τοπικό νορβηγικό νόμισμα καθώς αρκετές από τις παραμέτρους κόστους βασίζονται σε νορβηγικό πλαίσιο, όπως είναι η τιμή του υδρογόνου που έχει ήδη αναφερθεί, η οποία βασίζεται στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας της Νορβηγίας.

### **Κόστος επιβατηγού ταχύπλοου πλοίου**

Ένα πετρελαιοκίνητο επιβατηγό οχηματαγωγό πλοίο υψηλής ταχύτητας που μπορεί να μεταφέρει 150 επιβάτες με ταχύτητα 32 κόμβων όπως είναι το AERO HIGHSPEED της Hellenic seaways για το οποίο πραγματοποιήθηκαν οι υπολογισμοί καταναλώσεων και εκπομπών ρύπων στο πρώτο σενάριο της μελέτης, κοστίζει 80 εκατομμύρια NOK (7 εκατομμύρια ευρώ).

Το εκτιμώμενο κόστος του υδρογονοκίνητου HSC Aero42 H<sub>2</sub> με κυψέλες καυσίμου είναι 14.365.000 ευρώ, όπου τα κόστη που σχετίζονται με τον κινητήρα ντίζελ αφαιρούνται και το κόστος του συστήματος κυψελών καυσίμου και αποθήκευσης υδρογόνου προστίθενται. Ως εκ τούτου, δύναται να γίνει σύγκριση μεταξύ των τεχνολογιών. Η συνολική διάρκεια ζωής του HSC θεωρείται ότι είναι 20 έτη. Η υπολειμματική αξία της γάστρας μετά το πέρας της λειτουργίας του πλοίου εκτιμάται στο 10% της κατασκευής της (Brødrene Aa, Westcon Power & Automation, Boreal Sea, 2022).

### **Κόστος συστήματος κινητήρα ντίζελ**

Το σύστημα μηχανικού κινητήρα ντίζελ που εφαρμόζεται στο HSC της παρούσας μελέτης αποτελείται από δύο παράλληλες και ανεξάρτητες κύριες μηχανές πρόωσης με ονομαστική ισχύ περίπου 1081 kW, σύστημα αποθήκευσης καυσίμου, συστήματα εξάτμισης, κιβώτια ταχυτήτων, συστήματα ψύξης και άλλο βοηθητικό εξοπλισμό. Ακριβή στοιχεία κόστους για κινητήρες ντίζελ υψηλής ταχύτητας δεν δημοσιεύονται ευρέως.

Οι ΗΠΑ έχουν δημοσιεύσει δεδομένα για μια σειρά παλινδρομικών κινητήρων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (K Darrow, R Tidball, J Wang and A Hampson, 2015). Το συνολικό κόστος εγκατάστασης είναι 1500 USD/kW για κινητήρα με ονομαστική ισχύ 1121 kW (1800 rpm). Επισημαίνεται ότι οι κινητήρες



ανακαινίζονται και πωλούνται μετά από 8000 ώρες λειτουργίας και έχουν υπολειμματική αξία. Θεωρείται ότι αυτή η αξία είναι το 50% του αρχικού κόστους (Fredrik G. Aarskog, 2020).

### **Κόστος Συστήματος Κυψέλης Καυσίμου**

Το κόστος ενός πλήρους συστήματος κυψελών καυσίμου πολυμερούς μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων για ναυτιλιακές εφαρμογές εκτιμάται ότι είναι περίπου 2100 EUR/kW (C Lanssen, T Sandbløst, E Lanssen - Trondheim/Sandtor, 2016), λόγω της συνεχούς ανάπτυξης και χαμηλών όγκων παραγωγής, καθώς η αντίστοιχη για σύστημα κυψελών στερεού οξειδίου υπολογίζεται περίπου 1900 EUR/kW. Οι τιμές αναμένεται να μειωθούν με την αύξηση της παραγωγής. Πάροχοι, όπως η PowerCell, προβλέπουν μείωση της τιμής από 2100 σε 1000 EUR/kW έως το 2025 (J. Burgren, 2019). Συγκριτικές εκτιμήσεις αναφέρουν τιμές όπως 1200 USD/kW με προβλεπόμενη μείωση στα 480 USD/kW έως το 2030. Η διάρκεια ζωής της κυψέλης καυσίμου εξαρτάται από τον τρόπο λειτουργίας της. Η λειτουργία σε πολύ χαμηλό ή πολύ υψηλό ρεύμα, οι κύκλοι εκκίνησης/απενεργοποίησης και οι κακές συνθήκες εκκίνησης μπορούν να μειώσουν σημαντικά τη διάρκεια ζωής της (Tom Fletcher, Rob Thring and Martin Watkinson, 2016). Η υβριδοποίηση με μπαταρίες για την αποφυγή ασυμφορόντων συνθηκών λειτουργίας αναμένεται να αυξήσει σημαντικά τη διάρκεια ζωής του συστήματος κυψελών καυσίμου. Για αυτή την ανάλυση λαμβάνεται η υπόθεση μιας συντηρητικής διάρκειας ζωής των 25,000 ωρών (Fredrik G. Aarskog, 2020) για τα εξαρτήματα της κυψέλης καυσίμου. Το συνολικό κόστος του συστήματος κυψελών καυσίμου διακρίνεται επίσης σε εξαρτήματα με περιορισμένη διάρκεια ζωής, κυρίως η συστοιχία κυψελών καυσίμου και η μπαταρία αλλά και σε εξαρτήματα με διάρκεια ζωής παρόμοια με τη διάρκεια ζωής του HSC, όπως τα μη φθαρτά εξαρτήματα BoP (ο όρος balance of plant αναφέρεται σε όλα τα εξαρτήματα της κυψέλης καυσίμου εκτός από την ίδια τη στοίβα), τα συστήματα ελέγχου και παρακολούθησης, οι σωληνώσεις, τα συστήματα ασφαλείας, ο βοηθητικός εξοπλισμός και οι εγκρίσεις κανονισμών.

### **Κόστος συστήματος αποθήκευσης υδρογόνου**

Το κόστος του συστήματος αποθήκευσης υδρογόνου σε ένα ταχύπλοο φέρι είναι σημαντικό για την ελαχιστοποίηση της κατανάλωσης ενέργειας, με το βασικό κριτήριο να είναι το χαμηλό βάρος. Γι' αυτό επιλέχθηκαν ενισχυμένοι με άνθρακα κύλινδροι τύπου 4 από την εταιρεία Hexagon. Συγκεκριμένα, χρησιμοποιήθηκε ο κύλινδρος Titan XL 38ft πίεσης αποθήκευσης 250 bar, όγκου 8500 λίτρων, βάρους 2400 kg και χωρητικότητας περίπου 160 kg (Brødrene Aa, Westcon Power & Automation, Boreal Sea, 2022). Στην περίπτωση αυτή, όπου η συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης υδρογόνου είναι 612 kg απαιτούνται τέσσερις τέτοιοι κύλινδροι.

Μια άλλη εναλλακτική λύση θα ήταν η χρήση 22 κυλίνδρων Magnum3 με βάρος 342 kg/κύλινδρο και χωρητικότητα υδρογόνου 27.8 kg. Αυτό θα μείωνε το συνολικό βάρος των κυλίνδρων κατά περίπου 2000 kg, αλλά θα εισήγαγε και μεγαλύτερα τμήματα υψηλής πίεσης σωληνώσεων και αριθμό σημείων διαρροής. Είναι απαραίτητο να

πραγματοποιηθεί μια αξιολόγηση κινδύνου για να εκτιμηθεί το επιπλέον ρίσκο από μια τέτοια αλλαγή.

Βάσει συνεντεύξεων με τη βιομηχανία, το κόστος ενός τέτοιου αποθηκευτικού κυλίνδρου ανέρχεται σε περίπου 720 USD/kg υδρογόνου που αποθηκεύεται. Συγκριτικά, το FCH-JU (κοινό Ερευνητικό Κέντρο και Εταιρικό Κοινοτικό Κέντρο Υδρογόνου και Κυψελών Καυσίμου) παρείχε το 2017 ένα CAPEX για δεξαμενές αποθήκευσης ύψους 1000 EUR/kg, με στόχους 500 EUR/kg το 2020, 400 EUR/kg το 2024 και 300 EUR/kg το 2030 (New energy world, 2014-2020).

Πέρα από τις δεξαμενές αποθήκευσης υδρογόνου υπάρχουν και άλλα κόστη σχετιζόμενα με βαλβίδες, σωληνώσεις, διεπαφή εφοδιασμού, μέσα παρακολούθησης, παθητικά (πυρομόνωση) και ενεργά συστήματα ασφαλείας (ανιχνευτές και πυρόσβεση), έγκριση τύπου και δοκιμές. Βάσει συνεντεύξεων με τη βιομηχανία, λαμβάνεται η υπόθεση ότι τα επιπλέον κόστη είναι στην ίδια τάξη μεγέθους με των ίδιων των δεξαμενών. Συνολικά, λαμβάνεται η υπόθεση ότι το κόστος ανέρχεται περίπου σε 850 USD/kg χωρητικότητας υδρογόνου. Η διάρκεια ζωής του συστήματος αποθήκευσης υδρογόνου θεωρείται ότι είναι ίδια με αυτή του HSC (Fredrik G. Aarskog, 2020).

#### **Κόστος συστήματος αποθήκευσης αμμωνίας**

Το κόστος αποθήκευσης για την αμμωνία εκτιμάται στα 0,15 ευρώ/kWh που ισοδυναμεί με 0,78 ευρώ/κιλό αφού η ενεργειακή πυκνότητα της αμμωνίας είναι 18,6 MJ/kg. Σε σύγκριση με τα 800 ευρώ/κιλό για το δεύτερο και τρίτο σενάριο φαίνεται πως η αποθήκευση της αμμωνίας συνιστά πολύ φθηνότερη λύση (Jussi Ikäheimo, Juha Kiviluoma, Robert Weiss and Hannele Holttinen, 2018).

#### **Ηλεκτρονικά ισχύος και κόστος ηλεκτρικού κινητήρα**

Τα ηλεκτρονικά ισχύος απαιτούνται για τον έλεγχο κάθε κυψέλης καυσίμου και την παροχή της ισχύος της σε ένα μετατροπέα συνεχούς ρεύματος. Επιπλέον, απαιτούνται δύο μετατροπείς για τον έλεγχο της ταχύτητάς τους. Βάσει συνεντεύξεων με τη βιομηχανία, ένας μετατροπέας DC-DC θα κοστίζει περίπου 30.000 ευρώ ανά σύστημα κυψελών καυσίμου 100 kW. Όλα τα εξαρτήματα αναμένεται να έχουν την ίδια διάρκεια ζωής με το HSC (C Lanssen, T Sandbløst, E Lanssen - Trondheim/Sandtorg, 2016).

#### **Μπαταρία**

Το κόστος των μπαταριών που συνοδεύουν το σύστημα κυψελών καυσίμου ανέρχεται στα 300 ευρώ/kWh, ενώ η διάρκεια ζωής των μπαταριών εκτιμάται και αυτή για 10έτη με υπολλειμματική αξία επίσης στο 50%, όσο και οι μηχανολογικές εγκαταστάσεις (Rodolfo Dufo-López and José L. Bernal-Agustín, 2015).

## 9.2 Αξιολόγηση επένδυσης (20 έτη)

Για την ολοκλήρωση της διαδικασίας της Life Cycle Cost Analysis (LCCA), η κάθε επένδυση θα ποσοτικοποιηθεί και θα αξιολογηθεί με τη βοήθεια οικονομοτεχνικών εργαλείων όπως η Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value - NPV), η περίοδος αποπληρωμής (Payback Time) και η Απόδοση της Επένδυσης (Return on Investment - ROI).

Η μέθοδος της Καθαρής Παρούσας Αξίας αποτελεί ένα από τα κύρια οικονομοτεχνικά εργαλεία και λαμβάνει υπόψη τη χρονική αξία του χρήματος. Αυτή η μέθοδος υπολογίζει την παρούσα αξία όλων των μελλοντικών ροών χρημάτων, λαμβάνοντας υπόψη το προεξοφλητικό επιτόκιο, τη διάρκεια ζωής της επένδυσης και τα διάφορα έτη της διάρκειας ζωής. Η παρακάτω σχέση περιγράφει τη μεθοδολογία:

$$NPV = \sum_{i=0}^{LS} \frac{C_i}{(1+r)^i}$$

Εξίσωση 2 : Υπολογισμός NPV

όπου

$C_i$  [€]: η μελλοντική ροή χρήματος στο χρόνο  $i$

$r$  [%]: το προεξοφλητικό επιτόκιο

$LS$  [έτη]: η διάρκεια ζωής της επένδυσης

$i$ : αναφέρεται στα διαφορετικά έτη της διάρκειας ζωής της επένδυσης

Πριν τον υπολογισμό ωστόσο της καθαρής παρούσας αξίας χρειάζεται να ληφθεί υπόψη και ο πληθωρισμός, με βάση τον οποίο η ροή του χρήματος θα αυξηθεί. Συνεπώς, χρησιμοποιώντας την εξίσωση (3), υπολογίζονται όλες οι μελλοντικές χρηματοροές, λαμβάνοντας υπόψη τον πληθωρισμό, ώστε στη συνέχεια να υπολογιστεί και η συνολική καθαρή παρούσα αξία ως εξής :

$$FV_{infl} = FV \cdot (1+r_{infl})^i$$

Εξίσωση 3 : Χρηματοροή συμπεριλαμβανομένου του πληθωρισμού

όπου

$FV_{infl}$  [€]: η μελλοντική χρηματοροή, λαμβάνοντας υπόψη τον πληθωρισμό

$FV$  [€]: η μελλοντική χρηματοροή, δίχως να ληφθεί υπόψη ο πληθωρισμός

$r_{infl}$  [%]: ο ρυθμός πληθωρισμού

$i$ : αναφέρεται στα διαφορετικά έτη της διάρκειας ζωής της επένδυσης

Ως προεξοφλητικό επιτόκιο έχει ληφθεί το 6%, ενώ ο ρυθμός πληθωρισμού έχει ληφθεί από την ΕΛΣΤΑΤ (National Statistical Service of Greece\Haver Analytics, 2023).

Επιπλέον κριτήριο, πέραν της καθαρής παρούσας αξίας, για την αξιολόγηση μίας επένδυσης, είναι η περίοδος αποπληρωμής, δηλαδή πότε θα γίνει απόσβεση της αρχικής επένδυσης. Η μέθοδος αυτή κατά τον υπολογισμό της καθαρής παρούσας αξίας της επένδυσης, λαμβάνει υπόψη το ρυθμό πληθωρισμού και του προεξοφλητικού επιτοκίου. Σημαντική είναι και η απόδοση της επένδυσης (ROI), που επίσης βασίζεται στον υπολογισμό της συνολικής καθαρής παρούσας αξίας και δείχνει πόσο «καλά» αποδίδει μία επένδυση, το τι επιστρέφει, δηλαδή, στον επενδυτή, ενώ υπολογίζεται από την εξίσωση (4) όπου *Cinvestment* είναι το αρχικό κόστος επένδυσης.

$$ROI = NPV / C_{investment} \quad (4)$$

Εξίσωση 4 : Υπολογισμός ROI

Με βάση τα παραπάνω, μπορεί να γίνει η αξιολόγηση της εν λόγω επένδυσης.

Στους επόμενους πίνακες παρουσιάζονται και για τα τέσσερα σενάρια οι κεφαλαιουχικές δαπάνες των τεσσάρων επενδύσεων (CAPEX), τα λειτουργικά τους κόστη (OPEX), τα δικαιώματα εκπομπών, τα έσοδα από τα εισιτήρια, από υπολειμματικές αξίες μετά το πέρας του κύκλου ζωής των πλοίων ή αντικαταστάσεων εξαρτημάτων, το συνολικό καθαρό ετήσιο κέρδος καθώς και οι υπολογισμοί για τις οικονομικές παραμέτρους που αναφέρθηκαν, ώστε να ακολουθήσει η οικονομική σύγκριση των σεναρίων.

Πίνακας 14 : Αναλυτικά CAPEX για τα 4 σενάρια

3.1 CAPEX (Διάρκεια ζωής πλοίου 20 έτη)

3.1.1 AERO HIGHSPEED

Κεφαλαιουχική δαπάνη / κόστος αγοράς πλοίου	€	7.000.000
Κατασκευή γάστρας	€	4.000.000
Πετρελαιοκινητήρες	€	2.983.560

3.1.2 AERO 42 H2

Κεφαλαιουχική δαπάνη / κόστος αγοράς πλοίου	€	14.568.966
Κατασκευή γάστρας	€	4.000.000
Σύστημα Κυψελών Καυσίμου	€	5.880.000
Σύστημα αποθήκευσης υδρογόνου	€	489.600
Μπαταρία	€	298.667
Ηλεκτρονικά Ισχύος	€	896.000

	Σύστημα Πρόωσης	€	2.996.000
<b>3.1.3</b>	<b>AERO 42 H2 (SOFC H2)</b>		
	<b>Κεφαλαιουχική δαπάνη / κόστος αγοράς πλοίου</b>	<b>€</b>	<b>14.222.167</b>
	Κατασκευή γάστρας	€	4.000.000
	Σύστημα Κυψελών Καυσίμου	€	5.225.000
	Σύστημα αποθήκευσης υδρογόνου	€	656.000
	Μπαταρία	€	298.667
	Ηλεκτρονικά Ισχύος	€	880.000
	Σύστημα Πρόωσης	€	3.162.500
<b>3.1.4</b>	<b>AERO 42 (SOFC-NH3)</b>		
	<b>Κεφαλαιουχική δαπάνη / κόστος αγοράς πλοίου</b>	<b>€</b>	<b>13.584.582</b>
	Κατασκευή γάστρας	€	4.000.000
	Σύστημα Κυψελών Καυσίμου	€	5.225.000
	Σύστημα αποθήκευσης αμμωνίας	€	2.416
	Μπαταρία	€	298.667
	Ηλεκτρονικά Ισχύος	€	896.000
	Σύστημα Πρόωσης	€	3.162.500
<b>3.1</b>	<b>Φόρος</b>		
	Φόρος Εισοδήματος	%	23%

Πίνακας 15 : Αναλυτικά ετήσια έξοδα για τα 4 σενάρια

4	Έξοδα (OPEX)	Αεροπλάνο			
		AERO HIGHSPEED πετρέλαιο	AERO 42 H2 υδρογόνο	AERO 42 H2 (SOFC H2) υδρογόνο	AERO 42 (SOFC- NH3) αμμωνία
	Τιμή Καυσίμου υπολογισμός	€ 0,9	3,8	3,8	1,2
	Τιμή Καυσίμου για sensitivity analysis	€ 0,9	3,8	3,8	1,2
4.1	Κόστος Κατανάλωσης Καυσίμου	€ 693.570	925.777	1.122.777	1.590.334
4.2	Τιμή κόστους εκπομπών CO2 υπολογισμός	€ 0,1			
	Τιμή κόστους εκπομπών CO2 για sensitivity analysis	€ 0,1			
	<b>Κόστη Εκπομπών</b>				
	CO2	€ 90.126			
	SOx	€ 29.853			

	NOx	€	13.562			
	PM10	€	45.016			
4.3	Λιπαντικό Λάδι	€	5.728			
4.4	Κόστος Κατανάλωσης Ηλεκτρικής Ενέργειας	€	-	22.484	22.484	22.484
	(PV System)					
4.5	Κόστος Συντήρησης	€				
	i) Πετρελαιοκινητήρα	€	101.614	-		
	ii) Συστήματος κυψελών καυσίμου	€	-	294.000	261.250	261.250
	iii) Μπαταρίας	€	-	5.000	5.000	5.000
	iv) Συστημάτων ασφαλείας	€	-	40.000	40.000	40.000
	v) Καθαρισμός	€	4.000	4.000	4.000	4.000
	vi) Εξαρτήματα Καταστρώματος	€	15.000	15.000	15.000	15.000
4.6	Λοιπά έξοδα + Τέλη	€	50.000	50.000	50.000	50.000
4.7	Απρόβλεπτα κόστη (10% OF OPEX)	€	214.849	199.438	171.995	199.438
4.8	<b>Σύνολο Εξόδων ανά τύπο πλοίου</b>	<b>€</b>	<b>1.263.319</b>	<b>1.555.699</b>	<b>1.692.506</b>	<b>2.187.506</b>

#### 4.9 Έξοδα αντικατάστασης στο 10ο Έτος

	Κινητήρες	€	1.491.780			
	Σύστημα Κυψελών+ Μπαταρία	€		3.089.333	1.716.833	1.716.833

### 3.1 CAPEX (Διάρκεια ζωής πλοίου 20 έτη)

#### 3.1.1 AERO HIGHSPEED

<b>Κεφαλαιουχική δαπάνη / κόστος αγοράς πλοίου</b>	<b>€</b>	<b>7.000.000</b>
Κατασκευή γάστρας	€	4.000.000
Πετρελαιοκινητήρες	€	2.983.560

#### 3.1.2 AERO 42 H2

<b>Κεφαλαιουχική δαπάνη / κόστος αγοράς πλοίου</b>	<b>€</b>	<b>14.568.966</b>
Κατασκευή γάστρας	€	4.000.000
Σύστημα Κυψελών Καυσίμου	€	5.880.000
Σύστημα αποθήκευσης υδρογόνου	€	489.600
Μπαταρία	€	298.667
Ηλεκτρονικά Ισχύος	€	896.000
Σύστημα Πρόωσης	€	2.996.000

#### 3.1.3 AERO 42 H2 (SOFC H2)

Κεφαλαιουχική δαπάνη / κόστος αγοράς πλοίου	€	14.222.167
Κατασκευή γάστρας	€	4.000.000
Σύστημα Κυψελών Καυσίμου	€	5.225.000
Σύστημα αποθήκευσης υδρογόνου	€	656.000
Μπαταρία	€	298.667
Ηλεκτρονικά Ισχύος	€	880.000
Σύστημα Πρόωσης	€	3.162.500

### 3.1.4 AERO 42 (SOFC-NH3)

Κεφαλαιουχική δαπάνη / κόστος αγοράς πλοίου	€	13.584.582
Κατασκευή γάστρας	€	4.000.000
Σύστημα Κυψελών Καυσίμου	€	5.225.000
Σύστημα αποθήκευσης αμμωνίας	€	2.416
Μπαταρία	€	298.667
Ηλεκτρονικά Ισχύος	€	896.000
Σύστημα Πρόωσης	€	3.162.500

### 3.1 Φόρος

Φόρος Εισοδήματος	%	23%
-------------------	---	-----

## 4 Έξοδα (OPEX)

		AERO HIGHSPEED πετρέλαιο	AERO 42 H2 υδρογόνο	AERO 42 H2 (SOFC H2) υδρογόνο	AERO 42 (SOFC-NH3) αμμωνία
Τιμή Καυσίμου υπολογισμός	€	0,9	3,8	3,8	1,2
Τιμή Καυσίμου για sensitivity analysis	€	0,9	3,8	3,8	1,2
4.1 Κόστος Κατανάλωσης Καυσίμου	€	2.165.390	925.777	1.122.777	1.590.334
4.2 Τιμή κόστους εκπομπών CO2 υπολογισμός	€	0,1			
Τιμή κόστους εκπομπών CO2 για sensitivity analysis	€	0,1			
<b>Κόστη Εκπομπών</b>					
	CO2	€	90.126		
	SOx	€	29.853		
	NOx	€	13.562		
	PM10	€	45.016		
4.3 Λιπαντικό Λάδι	€	5.728			

4.4	Κόστος Κατανάλωσης Ηλεκτρικής Ενέργειας	€	-	22.484	22.484	22.484
				(PV System)		
4.5	Κόστος Συντήρησης	€				
	i) Πετρελαιοκινητήρα	€	101.614	-		
	ii) Συστήματος κυψελών καυσίμου	€	-	294.000	261.250	261.250
	iii) Μπαταρίας	€	-	5.000	5.000	5.000
	iv) Συστημάτων ασφαλείας	€	-	40.000	40.000	40.000
	v) Καθαρισμός	€	4.000	4.000	4.000	4.000
	vi) Εξαρτήματα Καταστρώματος	€	15.000	15.000	15.000	15.000
4.6	Λοιπά έξοδα + Τέλη	€	50.000	50.000	50.000	50.000
4.7	Απρόβλεπτα κόστη (10% OF OPEX)	€	214.849	199.438	171.995	199.438
4.8	Σύνολο Εξόδων ανά τύπο πλοίου	€	2.735.139	1.555.699	1.692.506	2.187.506
4.9	Έξοδα αντικατάστασης στο 10ο Έτος					
	Κινητήρες	€	1.491.780			
	Σύστημα Κυψελών+ Μπαταρία	€		3.089.333	1.716.833	1.716.833

## 5 Δικαιώματα Εκπομπών

5.1	Ποσοστό Δικαιωμάτων Εκπομπών		AERO HIGH SPEED	AERO 42 H2	AERO 42 H2 (SOFC H2)	AERO 42 (SOFC-NH3)	
					Κόστος	Έσοδο	Έσοδο
	40%	2024	€	36.050	36.050	36.050	36.050
	75%	2025	€	67.594	67.594	67.594	67.594
	100%	2026	€	90.126	90.126	90.126	90.126

## 5 Δικαιώματα Εκπομπών

5.1	Ποσοστό Δικαιωμάτων Εκπομπών		
	40%	2024	€
	75%	2025	€
	100%	2026	€



Πίνακας 16 : Ετήσια ποσοστά δικαιωμάτων εκπομπών CO<sub>2</sub>

5		Δικαιώματα Εκπομπών CO <sub>2</sub>					
5.1	Ποσοστό Δικαιωμάτων Εκπομπών			AERO HIGHSPEED	AERO 42 H2	AERO 42 H2 (SOFC H2)	AERO 42 (SOFC-NH3)
				Κόστος	Έσοδο	Έσοδο	Έσοδο
	40%	2024	€	36.050	36.050	36.050	36.050
	75%	2025	€	67.594	67.594	67.594	67.594
	100%	2026	€	90.126	90.126	90.126	90.126

Πίνακας 17 : Ετήσια έσοδα από εισιτήρια για τα 4 σενάρια

			AERO HIGHSPEED	AERO 42 H2	AERO 42 H2 (SOFC H2)	AERO 42 (SOFC- NH3)
<b>6.1</b>	<b>Πληρότητα</b>					
	Summer (May-Sept)	%	100%	100%	100%	100%
	Fall-Spring (April+Oct)	%	70%	70%	70%	70%
	Winter (Nov-Mar)	%	50%	50%	50%	50%
<b>6.2</b>	<b>Σύνολο Επιβατών</b>					
	Summer (May-Sept)	number	150	275	275	275
	Fall-Spring (April+Oct)	number	105	190	190	190
	Winter (Nov-Mar)	number	75	140	140	140
<b>6.3</b>	<b>Τιμή Εισιτηρίου από Αφιετηρία (Πειραιάς)</b>					
	Πειραιάς-Πόρος	€	32,00	32,00	32,00	32,00
	Πειραιάς-Ύδρα	€	40,00	40,00	40,00	40,00
	Πειραιάς-Ερμιόνη	€	44,50	44,50	44,50	44,50
	Πειραιάς-Σπέτσες	€	54,00	54,00	54,00	54,00
	Πειραιάς-Πόρτο Χέλι	€	56,50	56,50	56,50	56,50
<b>6.4</b>	<b>Τιμή Εισιτηρίου ανά Δρομολόγιο μεταξύ προορισμών</b>	€				
	Πειραιάς-Πόρος	€	32,00	32,00	32,00	32,00
	Πόρος-Ύδρα	€	19,50	19,50	19,50	19,50
	Ύδρα-Ερμιονη	€	11,50	11,50	11,50	11,50
	Ερμιόνη-Σπέτσες	€	11,50	11,50	11,50	11,50
	Σπέτσες-Πόρτο Χέλι	€	8,50	8,50	8,50	8,50
<b>6.5</b>	<b>Σύνολο ανά διαδρομή ανά μήνα</b>					
	Summer (May-Sept)	€	7.308,00	13.398,00	13.398,00	13.398,00
	Fall-Spring (April+Oct)	€	5.099,00	9.517,00	9.517,00	9.517,00
	Winter (Nov-Mar)	€	3.571,00	6.771,00	6.771,00	6.771,00
<b>6.6</b>	<b>Ημέρες ανά περίοδο</b>					
	Summer (May-Sept)	days	155	155	155	155
	Fall-Spring (April+Oct)	days	61	61	61	61
	Winter (Nov-Mar)	days	148	148	148	148
<b>6.7</b>	<b>Σύνολο εσόδων ανά έτος</b>	€	<b>3.944.574</b>	<b>7.318.670</b>	<b>7.318.670</b>	<b>7.318.670</b>

			AERO HIGHSPEED	AERO 42 H2	AERO 42 H2 (SOFC H2)	AERO 42 (SOFC- NH3)
<b>6.8</b>	<b>Έσοδα από υπολειμματική αξία μηχανολογικών εγκαταστάσεων (10ο έτος) - scrap values</b>					
	υπολειμματική αξία μηχανολογικής εγκατάστασης	€	1.500.000,00			
	υπολειμματική αξία κυμελών καυσίμου+μπαταρίας	€		1.176.000,00	1.045.000,00	1.045.000,00
<b>6.9</b>	<b>Έσοδα από υπολειμματική αξία μηχανολογικών εγκαταστάσεων (20ο έτος) - scrap values</b>					

υπολειμματική αξία μηχανολογικής εγκατάστασης	€	1.500.000,00			
υπολειμματική αξία γάστρας (10%)	€	400.000,00	400.000,00	400.000,00	400.000,00
υπολειμματική αξία κυψελών καυσίμου+μπαταρίας	€		1.176.000,00	1.045.000,00	1.045.000,00

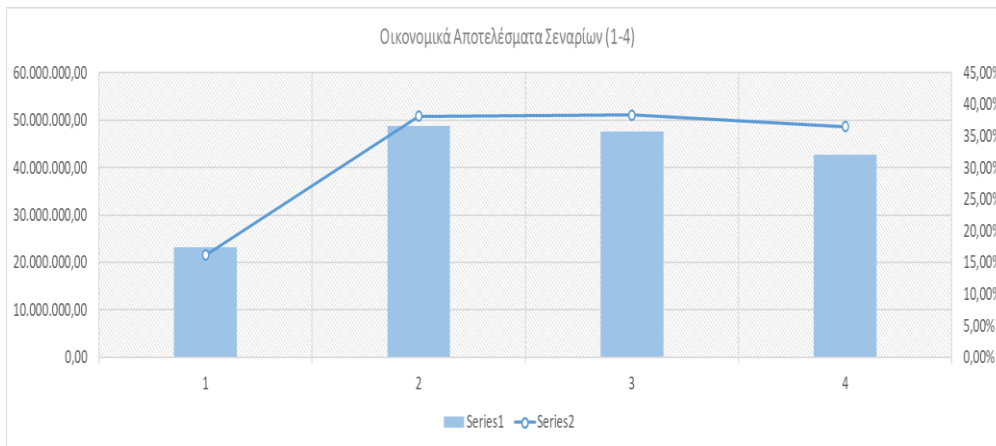
Πίνακας 18 : Ετήσιο Καθαρό κέρδος για τα 4 σενάρια

7 Καθαρό Κέρδος		AERO HIGHSPEED	AERO 42 H2	AERO 42 H2 (SOFC H2)	AERO 42 (SOFC-NH3)
CO2		90.126			
Έσοδα - Έξοδα	€	1.209.435,46	5.853.096,93	5.716.289,60	5.221.289,93

Στον πίνακα 29 παρουσιάζονται οι οικονομικές παράμετροι που αναφέρθηκαν για κάθε ένα σενάριο:

Πίνακας 19 : Οικονομικοί δείκτες 4 σεναρίων

AERO HIGHSPEED	NPV	€	23.244.395
	IRR	%	16,2%
	ROI		3,3
AERO 42 H2 (PEMFC-H2)	NPV	€	49.796.252
	IRR	%	38,2%
	ROI		3,4
AERO 42 H2 (SOFC-H2)	NPV	€	48.534.739
	IRR	%	38,3%
	ROI		3,4
AERO 42 (SOFC-NH3)	NPV	€	43.742.071
	IRR	%	36,5%
	ROI		3,2
	Discount Rate	%	6%
AERO 42 (SOFC-NH3)	NPV	€	43.742.071
	IRR	%	36,5%



Σχήμα 40 : Οικονομικά αποτελέσματα των τεσσάρων σεναρίων

### 9.3 Ανάλυση ευαισθησίας

Οι παραπάνω εκτιμήσεις του κόστους εξαρτώνται από πολλούς παράγοντες - εισροές στο μοντέλο υπολογισμού, όπως είναι η τιμή των καυσίμων, η τιμή των δικαιωμάτων άνθρακα, το προεξοφλητικό επιτόκιο και πολλοί ακόμα. Όλοι αυτοί οι παράγοντες μπορούν να επηρεάσουν διαφορετικά το αποτέλεσμα της σύγκρισης μεταξύ των σεναρίων σε οικονομικό επίπεδο καθώς σε επίπεδο ρύπων, η περίπτωση του υδρογόνου ή της αμμωνίας είναι καλύτερη. Για να εκτιμηθεί η επίδραση της μεταβολής των παραγόντων αυτών, καθώς επίσης και για να προσδιοριστεί η προοπτική του υδρογόνου και με οικονομικούς όρους, παρουσιάζεται παρακάτω μία ανάλυση ευαισθησίας με ορισμένες από τις προαναφερθείσες παραμέτρους.

Η απλή ντετερμινιστική ανάλυση ευαισθησίας (simple deterministic sensitivity analysis) αναφέρεται σε προσέγγιση όπου οι παράμετροι εξετάζονται μεμονωμένα, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η πιθανότητα διακυμάνσεων ή διασποράς στις τιμές τους. Αυτή είναι και η επιλεχθείσα μέθοδος για την παρούσα ανάλυση ευαισθησίας.

Σε αντίθεση με την προσέγγιση της Monte Carlo, όπου γίνεται στοχαστική προσέγγιση με βάση πολλαπλές τυχαίες δειγματοληπτικές διαδικασίες, η ντετερμινιστική ανάλυση ευαισθησίας είναι περισσότερο κατευθυνόμενη και βασίζεται σε συγκεκριμένες τιμές παραμέτρων.

Όσον αφορά στη first-order sensitivity analysis, αυτή προσεγγίζει τον υπολογισμό της ευαισθησίας με βάση τις πρώτες παραγώγους των αποτελεσμάτων ως προς τις παραμέτρους. Πρόκειται για μια πιο ακριβή μέθοδο σε σχέση με την απλή ντετερμινιστική ανάλυση ευαισθησίας, καθώς λαμβάνει υπόψη τη μεταβολή των αποτελεσμάτων σε σχέση με μια μεγαλύτερη ποικιλία παραμέτρων.

Η fractional factorial design method είναι μια μέθοδος που χρησιμοποιεί συστηματικά επιλεγμένα υποσύνολα των παραμέτρων για την αξιολόγηση της

επίδρασής τους στα αποτελέσματα. Αυτή η μέθοδος επιτρέπει την εξαγωγή πληροφοριών για τις αλληλεπιδράσεις μεταξύ των παραμέτρων.

Η Monte Carlo sampling method, όπως αναφέρθηκε, είναι μια στοχαστική μέθοδος που χρησιμοποιεί δείγματα από πιθανές κατανομές παραμέτρων για τον υπολογισμό των πιθανοκατανομών των αποτελεσμάτων. Αυτή η προσέγγιση λαμβάνει υπόψη την πιθανότητα και τη διακύμανση των παραμέτρων.

Η ανάλυση ευαισθησίας στοχεύει να περιγράψει με ποιον τρόπο και πόσο επηρεάζονται οι εκροές (το αποτέλεσμα) ενός μοντέλου από τις αλλαγές στις εισροές (τα δεδομένα) του μοντέλου (D. P. Loucks, E. van. Beek, J. R. Stedinger, J. P. M. Dijkman, and M. T. Villars, 2005). Με άλλα λόγια, είναι η διερεύνηση της σημασίας που αποκτά η αβεβαιότητα στις εισροές του μοντέλου όσον αφορά τη διαδικασία λήψης αποφάσεων ή τη διαδικασία μοντελοποίησης.

Ο τρόπος εφαρμογής διαφέρει από αντικείμενο σε αντικείμενο και από μελέτη σε μελέτη. Για παράδειγμα, η παραπάνω αλλαγή στους χρηματοοικονομικούς δείκτες του πληθωρισμού και του επιτοκίου, αποτελεί κλασσική εφαρμογή της ανάλυσης ευαισθησίας, η οποία δίνει διαφορετικές εκροές, μελετώντας κάποιο κριτήριο απόδοσης της επένδυσης για διαφορετικές εισροές. Το αποτέλεσμα, η εκροή του μοντέλου για τη μελέτη ευαισθησίας, είναι η ζημία ή το κέρδος από την υιοθέτηση της χρήσης του υδρογόνου ως καύσιμο. Οι παράγοντες οι οποίοι θα θεωρηθούν ως μεταβλητές στην ανάλυση ευαισθησίας είναι:

Πίνακας 20 : Εισροές ανάλυσης ευαισθησίας

#	Εισροές - Παράγοντες	Εύρος τιμών
1	Τιμή Υδρογόνου	2,16-3,88 ευρώ/kg
2	Τιμή δικαιωμάτων εκπομπών CO2	80-400 ευρώ / mt CO2
3	Discount rate	5-7%

Το εύρος των παραπάνω εισροών καθορίζεται σε γενικές γραμμές από τις αναλύσεις των προηγούμενων κεφαλαίων. Τα αποτελέσματα των αναλύσεων ευαισθησίας βάσει της τιμής του υδρογόνου παρουσιάζονται στους παρακάτω πίνακες, ενώ οι υπόλοιποι πίνακες παρουσιάζονται στο παράρτημα.

9.1-9.4: Πίνακες ανάλυσης ευαισθησίας λόγω μεταβολών στις τιμές καυσίμων και στο προεξοφλητικό επιτόκιο.

9.5: Πίνακας ανάλυσης ευαισθησίας λόγω μεταβολών στις τιμές εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου του πετρελαιοκίνητου πλοίου.

## 9. Ανάλυση Ευαισθησίας I

### FUEL PRICES (€) VS DISCOUNT RATE (%)

9.1. AERO HIGHSPEED

MGO Price

NPV	hydrogen Price					
	23.244.395	0,854	0,949	1,044	1,148	1,263
Discount Rate	5,00%	26.860.479,44	26.029.479,24	25.198.479,03	24.284.378,80	23.278.868,55
	6,00%	24.005.255,63	<b>23.244.394,51</b>	22.483.533,39	21.646.586,15	20.725.944,20
	7,00%	21.505.523,45	20.806.100,50	20.106.677,55	19.337.312,31	18.491.010,53
	8,00%	19.309.003,51	18.663.592,36	18.018.181,20	17.308.228,93	16.527.281,43
	9,00%	17.371.943,59	16.774.185,17	16.176.426,74	15.518.892,48	14.795.604,78

#### 9.2. AERO 42 H2 (PEMFC)

NPV	hydrogen Price					
	49.796.252	3,443	3,825	4,208	4,628	5,091
Discount Rate	5,00%	56.804.700,66	55.722.421,09	54.640.141,51	53.449.633,98	52.140.075,70
	6,00%	50.787.183,22	<b>49.796.251,52</b>	48.805.319,82	47.715.294,95	46.516.267,59
	7,00%	45.518.971,35	44.608.055,60	43.697.139,86	42.695.132,54	41.592.924,48
	8,00%	40.889.839,40	40.049.267,63	39.208.695,87	38.284.066,93	37.266.975,09
	9,00%	36.807.544,89	36.029.035,17	35.250.525,46	34.394.164,77	33.452.168,02

#### 9.3. AERO 42 H2 (SOFC H2)

NPV	hydrogen Price					
	48.534.739	3,443	3,825	4,208	4,628	5,091
Discount Rate	5,00%	55.603.715,61	54.259.496,63	52.915.277,65	51.436.636,76	49.810.131,79
	6,00%	49.766.449,86	<b>48.534.739,14</b>	47.303.028,42	45.948.146,63	44.457.776,66
	7,00%	44.660.536,97	43.527.269,20	42.394.001,44	41.147.406,90	39.776.152,90
	8,00%	40.178.462,50	39.131.635,07	38.084.807,65	36.933.297,48	35.666.636,30
	9,00%	36.230.231,23	35.259.568,77	34.288.906,31	33.221.177,61	32.046.676,04

#### 9.4. AERO 42 (SOFC-NH3)

NPV	NH3 Price					
	43.742.071	1,080	1,200	1,320	1,452	1,597
Discount Rate	5,00%	50.924.917,34	49.019.460,19	47.114.003,04	45.018.000,17	42.712.397,02
	6,00%	45.486.701,22	<b>43.742.070,77</b>	41.997.440,32	40.078.346,83	37.967.343,99
	7,00%	40.724.656,70	39.120.902,03	37.517.147,36	35.753.017,22	33.812.474,07
	8,00%	36.539.475,93	35.059.568,60	33.579.661,26	31.951.763,20	30.161.075,32
	9,00%	32.848.032,14	31.477.391,00	30.106.749,87	28.599.044,63	26.940.568,86

#### CO2 (Τιμές εκπομπών) VS DISCOUNT RATE (%)

#### 9.5. AERO HIGHSPEED

NPV	CO2 Εκπομπές					
	23.244.395	0,077	0,085	0,094	0,103	0,113
Discount Rate	5,00%	26.143.595,64	26.029.479,24	25.915.362,83	25.789.834,79	25.651.753,95
	6,00%	23.349.251,24	<b>23.244.394,51</b>	23.139.537,78	23.024.195,38	22.897.318,73
	7,00%	20.902.833,01	20.806.100,50	20.709.368,00	20.602.962,24	20.485.915,91
	8,00%	18.753.170,27	18.663.592,36	18.574.014,45	18.475.478,75	18.367.089,48
	9,00%	16.857.439,22	16.774.185,17	16.690.931,11	16.599.351,65	16.498.614,24

Από την παραπάνω ανάλυση παρατηρείται μικρή μεταβολή στον υπολογισμό του NPV ανάλογα με τις μεταβολές στις τιμές καυσίμων και των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Συνεπώς, αναλόγως με τον τρόπο που η αγορά του υδρογόνου θα διαμορφωθεί τα επόμενα χρόνια, συναρτήσει της εξέλιξης της ναυτιλίας συνολικά λόγω της απανθρακοποίησης, το υδρογόνο μπορεί να αποτελέσει αποδοτικότερη λύση για τους πλοιοκτήτες, όχι μόνο σε επίπεδο ρύπων, αλλά και σε επίπεδο οικονομικής απόδοσης, έναντι της απλής χρήσης του ορυκτού MGO. Ιδιαίτερα αν υπάρξει σημαντική μείωση του κόστους για να είναι ανταγωνιστικό έναντι του ορυκτού MGO, τότε τα οικονομικά οφέλη μπορεί να είναι μεγάλα.

#### 9.4 Προοπτική του υδρογόνου ως ναυτιλιακό καύσιμο

Είναι σαφές πως για την αύξηση όλων των εισροών, οι επενδύσεις των εναλλακτικών τεχνολογιών, παραμένουν σημαντικά υψηλότερες από το πρώτο και βασικό σενάριο που αποτελεί η επένδυση του πετρελαιοκίνητου πλοίου. Συνεπώς, αναλόγως με τον τρόπο που θα εξελιχθεί η αγορά του υδρογόνου τους επόμενους μήνες και χρόνια, συναρτήσει της εξέλιξης της ναυτιλίας συνολικά λόγω της απανθρακοποίησης, το υδρογόνο μπορεί να αποτελέσει λύση για τους πλοιοκτήτες, όχι μόνο σε επίπεδο ρύπων, αλλά και σε οικονομικό επίπεδο, έναντι της απλής χρήσης του πετρελαίου. Ιδιαίτερα αν υπάρξει σημαντική μείωση του κόστους για να είναι ανταγωνιστικό έναντι του marine gas oil, τότε τα οικονομικά οφέλη μπορεί να είναι μεγάλα.

Αν θεωρηθεί ως βασικό σημείο η τιμή των δικαιωμάτων εκπομπών άνθρακα, η οποία πιστεύεται ότι θα παίξει και κείμερο ρόλο συνολικά στην απανθρακοποίηση, καθιστώντας σταδιακά τα ορυκτά καύσιμα πιο κοστοβόρα από τα εναλλακτικά καύσιμα χαμηλού ή και μηδενικού αποτυπώματος άνθρακα, τότε μπορούν να διεξαχθούν χρήσιμα συμπεράσματα, όπως έχει δημοσιευθεί και σε μελέτη του CE Delft, η οποία προβλέπει πως η τιμή των 380 €/mt CO<sub>2</sub> θα καταστήσει εφικτούς τους στόχους της απανθρακοποίησης (D. Nelissen, J. Faber, R. van der Veen, A. van Grinsven, H. Shanthi, and E. van den Toorn, 2020). Περαιτέρω ανάλυση των συμπερασμάτων γίνεται στο επόμενο κεφάλαιο.

## 10 Συμπεράσματα και επόμενες μελέτες

Η παρούσα διπλωματική εργασία εστιάζει στην περίπτωση του υδρογόνου ως εναλλακτικό ναυτιλιακό καύσιμο, το οποίο δύναται να συμβάλει στην κατεύθυνση της απανθρακοποίησης, όπως αυτή καθίσταται αναγκαία λόγω της κλιματικής αλλαγής. Πιο συγκεκριμένα, εξετάζει την υπάρχουσα κατάσταση και την προοπτική του υδρογόνου από πλευράς της μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου που

προσφέρεται από τη χρήση του στη βάση μελέτης ολόκληρου του κύκλου ζωής του, και τέλος, από πλευράς κόστους για τον πλοιοκτήτη.

Για την υλοποίηση της μελέτης, πέραν της σχετικής βιβλιογραφικής επισκόπησης, χρησιμοποιήθηκαν δύο μεθοδολογίες κύκλου ζωής, μία σειρά πραγματικών δεδομένων από την ναυτιλιακή εταιρία Hellenic Seaways, καθώς επίσης και εργαλεία για την αξιολόγηση επενδύσεων και διαχείρισης της αβεβαιότητας στα αποτελέσματα. Οι μεθοδολογίες κύκλου ζωής αφορούν στην εκτίμηση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων, γνωστή και ως Αξιολόγηση Κύκλου Ζωής (Life-Cycle Assessment – LCA) και στην εκτίμηση του κόστους γνωστή και ως Ανάλυση Κόστους Κύκλου Ζωής (Life-Cycle Cost Analysis / Life-Cycle Costing – LCCA/LCC). Από το σύνολο της μελέτης προέκυψαν τα παρακάτω συμπεράσματα:

1. Όσο αναπτύσσονται παράλληλα οι υποδομές για την παραγωγή και τη χρήση του υδρογόνου στα πλοία, άρα και για τη μεταφορά και τη διανομή του, ίσως μπορέσει να αποκτήσει ολοένα και μεγαλύτερη βάση διείσδυσης στη ναυτιλιακή βιομηχανία. Όπως φάνηκε και από την παρούσα μελέτη, το υδρογόνο ακόμα και σε πενταπλάσια σχεδόν τιμή κόστους από το συμβατικό καύσιμο πετρελαίου *Marin Gas Oil*, φαίνεται να είναι σημαντικά πιο επικερδές και από χρηματοοικονομική αλλά και από περιβαλλοντική σκοπιά.
2. Η παραγωγή του πράσινου υδρογόνου κινείται ακόμα σε μικρά επίπεδα σε σχέση με το δυναμικό που μπορεί να αναπτυχθεί. Πρώτη ύλη υπάρχει αρκετή, η οποία όμως δεν αξιοποιείται, καθώς δεν υπάρχουν μονάδες παραγωγής λόγω έλλειψης κινήτρων και εξασφάλισης της αγοράς στην οποία θα διοχετευθεί το καύσιμο. Συνεπώς, είναι απαραίτητη η παροχή χρηματοδοτικών ευκαιριών για την παραγωγή υδρογόνου από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Το τεράστιο όφελος για τους περισσότερους τρόπους παραγωγής είναι το μηδενικό αποτύπωμα άνθρακα που δημιουργείται κατά την παραγωγή του, το οποίο ωστόσο θα πρέπει να μεταφραστεί και σε οικονομικό όφελος, ώστε να καταστεί βιώσιμη μία τέτοια επένδυση. Κάτι τέτοιο μπορεί να επιτευχθεί μέσω της αύξησης της τιμής των δικαιωμάτων του άνθρακα όπως αναλύεται και παρακάτω.
3. Μελετώντας ολόκληρο τον κύκλο ζωής για κάθε καύσιμο, γίνεται σαφές πως το *MGO* παράγει υψηλά ποσοστά αερίων του θερμοκηπίου και στις δύο φάσεις (*WtT + TtW*). Το υδρογόνο έχει σαφές μικρότερο αποτύπωμα όταν παράγεται από αναμόρφωση του μεθανίου (μπλε υδρογόνο). Αυτό οφείλεται στον τρόπο παραγωγής του καθώς δεσμεύει ποσότητα άνθρακα που διαφορετικά θα εκλυόταν στο περιβάλλον. Το τελικό αποτύπωμα του μπλε υδρογόνου, θα είναι το αποτύπωμα από την παραγωγή του, αφού όπως έχει αναφερθεί, δεν εκλύει εκπομπές κατά τη χρήση του στις κυψέλες καυσίμου. Ίσως είναι μία μεταβατική λύση η οποία θα συνδράμει στο στόχο της απανθρακοποίησης περισσότερο από το *MGO* αλλά και από την απευθείας



χρήση του υδροποιημένου φυσικού αερίου, όπου δεν εξαλείφονται και πάλι οι εκπομπές.

4. Εστιάζοντας στο λειτουργικό ετήσιο κόστος για το πλοίο της μελέτης περίπτωσης, στο πλαίσιο του κύκλο ζωής του, βγαίνουν σημαντικά συμπεράσματα που απορρέουν από τη σύγκριση των σεναρίων της μελέτης. Καταρχάς παρατηρείται μικρότερο λειτουργικό κόστος λόγω της κατανάλωσης καυσίμου. Ο δεύτερος λόγος είναι η μηδενική εκπομπή των αερίων, που για τα τελευταία τρία σενάρια όχι μόνο αφαιρούνται από τα έξοδα, αλλά και προστίθενται στα έσοδα λόγω δικαιωμάτων.
5. Εστιάζοντας στα έσοδα από τα εισιτήρια, λόγω χαμηλότερης χωρητικότητας του πλοίου του πρώτου σεναρίου σε σχέση με τα άλλα τρία, παρατηρείται μεγάλη διαφορά η οποία είναι καθοριστική για το ετήσιο συνολικό κέρδος και άρα για το NPV του κάθε σεναρίου.
6. Με τη μελέτη ευαισθησίας εξάγονται πολλαπλά συμπεράσματα που αφορούν στην προοπτική του υδρογόνου έναντι του MGO. Η εν λόγω σύγκριση είναι μία εκ των πολλών από αυτές που διενεργούνται τα τελευταία χρόνια για τη στροφή της ναυτιλιακής βιομηχανίας σε εναλλακτικά καύσιμα. Ένα από τα πιο ασφαλή συμπεράσματα είναι πως ακόμα και για τις αυξημένες τιμές του υδρογόνου που εξετάστηκαν στην ανάλυση, το υδρογόνο είναι ήδη ανταγωνιστικό. Με την αύξηση του κόστους των δικαιωμάτων άνθρακα και την ταυτόχρονη μείωση του κόστους προμήθειας του, το υδρογόνο φαίνεται να αποτελεί μία ενδεχόμενη λύση στην κατεύθυνση της απανθρακοποίησης.

Σε γενικές γραμμές, η συγκεκριμένη μελέτη, στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας, καλύπτει ένα εύρος ζητημάτων που αφορούν το υδρογόνο και την διερεύνηση του ως ναυτιλιακό καύσιμο. Παράλληλα λοιπόν με τα παραπάνω συμπεράσματα, εξάγονται και ορισμένα θέματα τα οποία δεν καλύπτονται και θα μπορούσαν να αποτελέσουν μελλοντικό αντικείμενο μελέτης και έρευνας. Αυτά παρουσιάζονται παρακάτω:

1. Για να υπάρχει ολοκληρωμένη εικόνα στην φάση TtW του κύκλου ζωής των καυσίμων, η παρούσα μελέτη υπολογίζει αναλυτικά καταναλώσεις και εν συνεχεία εκπομπές ρύπων και κόστος. Ωστόσο, η αναλυτική περιγραφή και ο υπολογισμός της WtT φάσης δεν μελετάται. Συνεπώς ένα αντικείμενο μελλοντικής μελέτης θα μπορούσε να αποτελέσει η αναλυτική διερεύνηση του αποτυπώματος της WtT φάσης, με βάση τις διάφορες εναλλακτικές στον τρόπο παραγωγής του μπλε υδρογόνου, ίσως εστιάζοντας σε κάποια μελέτη περίπτωσης (μέρος παραγωγής, διαθεσιμότητα πρώτης ύλης, κ.α.). Τα αποτελέσματα θα μπορούσαν τέλος να συνδυαστούν με αυτά της παρούσας μελέτης, ώστε να διαμορφωθεί μία συνολική εικόνα για τον κύκλο ζωής του μπλε υδρογόνου.
2. Όπως η παρούσα μελέτη εξετάζει συγκεκριμένα σενάρια συνδυασμού καυσίμων έτσι και στις επόμενες μελέτες θα μπορούν να τεθούν διαφορετικά σενάρια, τα οποία συμπεριλαμβάνουν διαφορετικά εναλλακτικά καύσιμα. Κάτι τέτοιο, πέραν του να αποτελέσει δείγμα γραφής και για υπόλοιπα

ναυτιλιακά καύσιμα, εξυπηρετεί και στη μεταξύ τους σύγκριση, στη βάση κάποιας μελέτης περίπτωσης.

3. Μία επίσης ενδιαφέρουσα μελέτη αποτελεί η μετασκευή ενός υφιστάμενου πλοίου που χρησιμοποιεί ορυκτό καύσιμο σε πλοίο που χρησιμοποιεί υδρογόνο είτε σε κινητήρα εσωτερικής καύσης είτε με σύστημα κυψελών καυσίμου.

## Βιβλιογραφία

[Online] <https://earthobservatory.nasa.gov/>.

<https://www.seatrade-maritime.com/regulation/european-parliament-passes-ets-shipping-changes>. [Online]

**] Goeppert A et al. 2014.** *Recycling of carbon dioxide to methanol and derived products-closing the loop.* 2014.

**A Maragkogianni. 2017.** *Combined methodology for the quantification of emissions of atmospheric pollutants by ships: estimation of induced social costs.* 2017.

**A. Hellman, K. Honkala, S. Dahl, C.H. Christensen and J.K Nørskov. 2013.** *Ammonia Synthesis: State of the Bellwether Reaction.* 2013.

**Abudukeremu Kadier , Yibatihan Simayi , Peyman Abdeshahian , Nadia Farhana Azman , K. Chandrasekhar , Mohd Sahaid Kalil . 2016.** *A comprehensive review of microbial electrolysis cells (MEC) reactor designs and configurations for sustainable hydrogen gas production.* 2016.

**Adam Forsyth. 2022.** *ALL AT SEA - methanol and shipping.* 2022.

**Agata Godula-Jopek, Walter Jehle and Jorg Wellnitz. 2012.** *Hydrogen storage technologies. New materials, transport and infrastructure.* 2012.

**Ahmed G. Elkafas , Massimo Rivarolo, Eleonora Gadducci and Loredana Magistri . 2023.** *Fuel Cell Systems for Maritime: A Review of Research.* 2023.

**Alexander Otto , Martin Robinius , Thomas Grube , Sebastian Schiebahn , Aaron Praktiknjo , Detlef Stolten. 2017.** *Power-to-Steel: Reducing CO<sub>2</sub> through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry.* 2017.

**Alexandra Maragkogianni, Spiros Papaefthimiou. 2017.** *Erratum to: Externalities in Greek Ports.* 2017.

**American Bureau of Shipping. 2021.** *Hydrogen as marine fuel.* 2021.

**Andreas Borgschulte. 2016.** *The Hydrogen Grand Challenge.* 2016.

**Andreas Schneemann, James L. White, ShinYoung Kang . 2018.** *Nanostructured Metal Hydrides for Hydrogen Storage.* 2018.

**Andres Kuendiga, Karl Loehlein, Gert Jan Kramer and Joep Huijsmans. 2006.** *Large scale hydrogen liquefaction in combination with LNG re-gasification.* Pfungen : s.n., 2006.

**Andrzej Witkowski , Andrzej Rusin , Mirosław Majkut , Katarzyna Stolecka. 2017.** *Comprehensive analysis of hydrogen compression and pipeline transportation from thermodynamics and safety aspects.* 2017.

- Asbjørn Klerke, Claus Hviid Christensen, Jens K. Nørskovb and Tejs Vegge. 2008.** Ammonia for hydrogen storage: challenges and opportunities. 2008.
- B. Shabani, M. Hafttananian, Sh. Khamani, A. Ramiar and A.A. Ranjbar. 2019.** Poisoning of proton exchange membrane fuel cells by contaminants and impurities: Review of mechanisms, effects, and mitigation strategies. 2019.
- Brodrene Aa. 2022.** [Online] 2022. <https://braa.no/fast-ferries/aero-highspeed>.
- Brødrene Aa, Westcon Power & Automation, Boreal Sea. 2022.** *Utviklingskontrakt utslippsfri hurtigbåt.* 2022.
- Byongug Jeong, Haibin Wang, Elif Oguz and Peilin Zhou. 2018.** An effective framework for life cycle and cost assessment for marine vessels aiming to select optimal propulsion systems. 2018.
- C Lanssen, T Sandblost, E Lanssen - Trondheim/Sandtorg. 2016.** Battery/fuel cell fast ferry. 2016.
- C Trozzi, R De Lauretis. 2019.** *EMEP/EEA air pollution emission inventory Guidebook 2019.* 2019.
- C. Carpetis . 1988.** Storage, Transport and Distribution of Hydrogen. 1988.
- C. Zamfirescu and I. Dincer. 2009.** *Ammonia as a green fuel and hydrogen source for vehicular applications.* 2009.
- C.J. Webb. 2015.** *A review of catalyst-enhanced magnesium hydride as a hydrogen storage material.* 2015.
- Cadwallader, L C and Herring, J S. 1999.** Safety Issues with Hydrogen as a Vehicle Fuel. 1999.
- Carsten Pohlmann , Lars Röntzsch , Siarhei Kalinichenka , Thomas Hutsch and Bernd Kieback. 2010.** *Magnesium alloy-graphite composites with tailored heat conduction properties for hydrogen storage applications.* 2010.
- Caterpillar. 2022.** *C32 marine propulsion project guide.* [Online] 2022.
- Christopher Koroneos Thomas Spachos, Nikolaos Moussiopoulos. 2001.** *Exergy analysis of renewable energy sources.* Thessaloniki : s.n., 2001.
- Christopher Yang and Joan Ogden. 2007.** Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. 2007.
- Claude Lamy. 2016.** *From hydrogen production by water electrolysis to.* 2016.
- D Cheddie. 2012.** Ammonia as a hydrogen source for fuel cells: a review. 2012.
- D. Nelissen, J. Faber, R. van der Veen, A. van Grinsven, H. Shanthi, and E. van den Toorn. 2020.** *Availability and costs of liquefied bio-and synthetic methane: The maritime.* 2020.

- D. P. Broom. 2016.** *Outlook and challenges for hydrogen storage in nanoporous materials.* 2016.
- D. P. Loucks, E. van. Beek, J. R. Stedinger, J. P. M. Dijkman, and M. T. Villars. 2005.** Model Sensitivity and Uncertainty Analysis,” in Water resources systems planning and management : an introduction to methods, models and applications. [book auth.] UNESCO. 2005.
- Dale R. Simbeck and Elaine Chang. 2002.** Hydrogen Supply: Cost Estimate for Hydrogen Pathways – Scoping Analysis. 2002.
- Daniel R. Palo, Robert A. Dagle, and Jamie D. Holladay. 2007.** *Methanol Steam Reforming for Hydrogen Production.* 2007.
- David O. Berstad , Jacob H. Stang, Peter Neksa. 2009.** *Comparison criteria for large-scale hydrogen liquefaction processes .* Trondheim : s.n., 2009.
- Dr. Alon Grinberg Dana, Oren Elishav, Prof. André Bardow, Dr. Gennady E. Shter and Prof. Gideon S. Grader. 2016.** *Nitrogen-Based Fuels: A Power-to-Fuel-to-Power Analysis.* 2016.
- Dr. Ángel Berenguer-Murcia, Dr. Juan Pablo Marco-Lozar and Prof. Diego Cazorla-Amorós. 2018.** *Hydrogen Storage in Porous Materials: Status, Milestones, and Challenges.* 2018.
- Dr. Masayuki Iguchi, Dr. Yuichiro Himeda, Dr. Yuichi Manaka, Dr. Koichi Matsuoka and Prof. Dr. Hajime Kawanami. 2015.** Simple Continuous High-Pressure Hydrogen Production and Separation System from Formic Acid under Mild Temperatures. 2015.
- Dr. Michael Hirscher. 2010.** *Handbook of Hydrogen Storage: New Materials for Future Energy Storage.* 2010.
- E Jacob-Lopes, LQ Zepka and MC Deprá. 2021.** Sustainability Metrics and Indicators of Environmental Impact: Industrial and Agricultural Life Cycle Assessment. 2021.
- Emmanouil Doundouakis. 2022.** *Comparison of methodologies for the calculation of air emissions in shipping.* 2022.
- Emmanouil Doundoulakis and Spiros Papaefthimiou.** *Estimation of Air Emissions Externalities Due to Shipping: Analytical Methodological Framework.* Chania : s.n.
- Emrah Karakaya , Cali Nuur , Linda Assbring. 2018.** Potential transitions in the iron and steel industry in Sweden: Towards a hydrogen-based future? 2018.
- Erik Wolf. 2015.** Large-Scale Hydrogen Energy Storage. 2015.
- European Commision. 2019.** Handbook on the external costs of transport. 2019.
- European Commission. 2023.** Questions and Answers – Strengthening and expanding EU Emissions Trading with a dedicated Social Climate Fund to help citizens in the

transition. [Online] 2023.

[https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda\\_23\\_4756](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_23_4756).

**Fabian Tibor, Petrie Mark, Crouch-Baker Steven and Fong Henry. 2017.** *Low-Cost alpha Alane for Hydrogen Storage*. 2017.

**ferryhopper. 2023.** [Online] 2023. <https://www.ferryhopper.com/#/>.

**Florian Ausfelder , Christian Beilmann , Martin Bertau , Sigmar Bräuninger, Angelika Heinzl. 2017.** *Energy Storage as Part of a Secure Energy Supply*. 2017.

**Florian Ausfelder and Alexis Bazzanella. 2016.** *Hydrogen in the Chemical Industry* . 2016.

**Foteini M. Sapountzi , Jose M. Gracia , C.J. (Kees-Jan) Weststrate , Hans O.A. Fredriksson , J.W. (Hans) Niemantsverdriet. 2017.** *Electrocatalysts for the generation of hydrogen, oxygen and synthesis gas*. 2017.

**Fredrik G. Aarskog. 2020.** 2020.

**Fritz Crotofino. 2022.** *Large-scale hydrogen storage*. Hannover : s.n., 2022.

**G Thomas and G Parks . 2006.** *Potential roles of ammonia in a hydrogen economy: a study of issues related to the use ammonia for on-board vehicular hydrogen storage*. 2006.

**G. Valenti. 2015.** *Hydrogen liquefaction and liquid hydrogen storage*. Milano : s.n., 2015.

**Gary Sandrock. 1999.** *A panoramic overview of hydrogen storage alloys from a gas reaction point of view*. 1999.

**Gillette, J L and Kolpa, R L. 2008.** *Overview of interstate hydrogen pipeline systems*. 2008.

**Google. 2024.** *google*. [Online] 2024.

[https://www.google.gr/search?q=green+ammonia+cost&sca\\_esv=7a12701d0fbd3cd4&sxsrf=ACQVn0-](https://www.google.gr/search?q=green+ammonia+cost&sca_esv=7a12701d0fbd3cd4&sxsrf=ACQVn0-)

[FysVyhX2fi7urGbCEHZ0J3XwSBg%3A1707854368903&ei=IMrLZa7SNtGT9u8Ph9WMuAM&udm=&ved=0ahUKEwIu4vGnjamEAXRif0HHYcqAzCQ4dUDCBA&uact=5&oq=green+ammonia+cost&gs\\_lp=Egxnd3Mtd2l](https://www.google.gr/search?q=green+ammonia+cost&sca_esv=7a12701d0fbd3cd4&sxsrf=ACQVn0-FysVyhX2fi7urGbCEHZ0J3XwSBg%3A1707854368903&ei=IMrLZa7SNtGT9u8Ph9WMuAM&udm=&ved=0ahUKEwIu4vGnjamEAXRif0HHYcqAzCQ4dUDCBA&uact=5&oq=green+ammonia+cost&gs_lp=Egxnd3Mtd2l).

**H. Barthelemy , M. Weber , F. Barbier. 2017.** *Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives*. 2017.

**H. Nazir et al. 2020.** 2020.

**Hajime Kawanami, Yuichi Himeda and Gábor Laurenczy. 2017.** *Formic Acid as a Hydrogen Carrier for Fuel Cells Toward a Sustainable Energy System*. 2017.

**Harikishan R. Ellamla, Iain Staffell, Piotr Bujlo, Bruno G. Pollet and Sivakumar Pasupathi. 2015.** Current status of fuel cell based combined heat and power systems for residential sector. 2015.

**Henrietta W. Langmi , Jianwei Rena, Brian Northa, Mkhulu Mathea and Dmitri Bessarabov. 2014.** *Hydrogen Storage in Metal-Organic Frameworks: A Review.* 2014.

**Hites. 2006.** 2006.

—. **2006.** *persistent organic pollutants in the great lakes.* Berlin : Springer Berlin Heidelberg, 2006.

**Hsin Liang Chen , How Ming Lee , Shiaw Huei Chen , Yu Chao , Moo Been Chang. 2008.** Review of plasma catalysis on hydrocarbon reforming for hydrogen production—Interaction, integration, and prospects. 2008.

**Hui Xing, Charles Stuart, Stephen Spence and Hua Chen. 2021.** *Fuel Cell Power Systems for Maritime Applications: Progress.* 2021.

**HyungKuk Ju a, Sarbjit Giddey , Sukhvinder P.S. Badwal. 2018.** Role of iron species as mediator in a PEM based carbon-water co-electrolysis for cost-effective hydrogen production. 2018.

**IB Utne. 2009.** Life cycle cost (LCC) as a tool for improving sustainability in the Norwegian fishing fleet. 2009.

**Ilgi Karapinar Kapdan, Fikret Kargi. 2006.** Bio-hydrogen production from waste materials. 2006.

**International Organization for Standardization. 2006.** Environmental management: life cycle assessment; Principles and Framework. 2006.

**J Perdiguero, A Sanz. 2020.** *Cruise activity and pollution: The case of Barcelona.* 2020.

**J. Burgren. 2019.** Hydrogen technology fuel cell development into the future – Powercell, in: MoZEES. 2019.

**J. Graetz a, J.J. Reilly a, V.A. Yartys , J.P. Maehlen , B.M. Bulychev , V.E. Antonov , B.P. Tarasov and I.E. Gabis. 2011.** *Aluminum hydride as a hydrogen and energy storage material: Past, present and future.* 2011.

**J. Moreno-Gutiérrez, V. Durán-Grados, Z. Uriondo, and J. Ángel Llamas. 2012.** *Emission-factor uncertainties in maritime transport in the Strait of Gibraltar, Spain.* 2012.

**J. Weitkamp, M. Fritz and S. Ernst. 1995.** *Zeolites as media for hydrogen storage.* 1995.

**J.-C. Crivello, B. Dam and R. V. Denys. 2016.** *Review of magnesium hydride-based materials: development and optimisation.* 2016.

- J.I. Linares , L.E. Herranz and B.Y. Moratilla. 2011.** Maximum efficiency of direct energy conversion systems. Application to fuel cells. 2011.
- James R. Fekete , Jeffrey W. Sowards , Robert L. Amaro. 2015.** *Economic impact of applying high strength steels in hydrogen gas pipelines.* 2015.
- Jinjin Huang, Hongjun Fan, Xiangyang Xu and Zheyu Liu. 2022.** *Life Cycle Greenhouse Gas Emission Assessment for Using.* 2022.
- JJ de-Troya, C Álvarez and C Fernández-Garrido. 2016.** Analysing the possibilities of using fuel cells in ships. 2016.
- Joakim Andersson and Stefan Grönkvist. 2019.** *Large-scale storage of hydrogen.* 2019.
- Jokull Johannesson , David Clowes. 2022.** *Energy Resources and Markets – Perspectives on the Russia–Ukraine War.* 2022.
- Jonathan Germain, Jean M. J. Fréchet and Frantisek Svec. 2009.** *Nanoporous Polymers for Hydrogen Storage.* 2009.
- Jose Bellosta von Colbe, Jose-Ramón Ares and Jussara Barale. 2019.** *Application of hydrides in hydrogen storage and compression: Achievements, outlook and perspectives.* 2019.
- Jussi Ikäheimo, Juha Kiviluoma, Robert Weiss and Hannele Holttinen. 2018.** Power-to-ammonia in future North European 100 % renewable power and heat system. 2018.
- K Darrow, R Tidball, J Wang and A Hampson. 2015.** Catalog of CHP Technologies. Section 2. Technology Characterization–Reciprocating Internal Combustion Engines. 2015.
- K Noelker and J Ruether. 2011.** Low energy consumption ammonia production: baseline energy consumption, Options for energy optimization. 2011.
- K. Nogita, S. Ockert, J. Pierce, M.C. Greaves , C.M. Gourlay and A.K. Dahle . 2009.** *Engineering the Mg–Mg<sub>2</sub>Ni eutectic transformation to produce improved hydrogen storage alloys.* 2009.
- Karsten Müller, Kriston Brooks and Tom Autrey. 2017.** Hydrogen Storage in Formic Acid: A Comparison of Process Options. 2017.
- Kaspar Lasn and Andreas T. Echtermeyer. 2014.** Safety approach for composite pressure vessels for road transport of hydrogen. Part 1: Acceptable probability of failure and hydrogen mass. 2014.
- Kay Damen , Martijn van Troost , Andre´ Faaij , Wim Turkenburg. 2006.** A comparison of electricity and hydrogen production systems with CO<sub>2</sub> capture and storage. Part A: Review and selection of promising conversion and capture technologies. Utrecht : s.n., 2006.



- Kevin H.R. Rouwenhorst and Gabriel Castellanos. 2022.** Innovation Outlook: Renewable Ammonia. 2022.
- KM Lee and A Inaba. 2004.** Life cycle assessment: best practices of ISO 14040 series. 2004.
- Kondo-François Aguey-Zinsou and José-Ramón Ares-Fernández. 2010.** *Hydrogen in magnesium: new perspectives toward functional stores.* 2010.
- KR Smith, Z Chafe, A Woodward. 2015.** *Human health: impacts, adaptation, and co-benefits.* 2015.
- Krzysztof Kołwzan and Prawo Morskie. 2022.** Life cycle assessment of the alternative fuels in the light of the International Maritime Organization initial GHG reduction strategy. 2022.
- L. Scott Blankenship and Robert Mokaya. 2017.** *Cigarette butt-derived carbons have ultra-high surface area and unprecedented hydrogen storage capacity.* 2017.
- L. Scott Blankenship, Norah Balahmar & Robert Mokaya. 2017.** *Oxygen-rich microporous carbons with exceptional hydrogen storage capacity.* 2017.
- Lefteris Epaminonda. 2022.** *Techno-economic analysis of a green hydrogen refuelling station for a fuel cell powered ferry.* 2022.
- Lei Bi , Samir Boulfrada and Enrico Traversa. 2014.** Steam electrolysis by solid oxide electrolysis cells (SOECs) with proton-conducting oxides. 2014.
- Leonard E. Klebanoff, Kevin C. Ott, Lin J. Simpson, Kathleen O'Malley and Ned T. Stetson. 2014.** *Accelerating the Understanding and Development of Hydrogen Storage Materials: A Review of the Five-Year Efforts of the Three DOE Hydrogen Storage Materials Centers of Excellence.* 2014.
- Li Lin , Lixuan Zhang , Yu Luo , Juncong Luo , Chongqi Chen and Lilong Jiang. 2022.** *Highly-integrated and Cost-efficient Ammonia-fueled fuel cell system for.* 2022.
- Louis Schlapbach and Andreas Züttel. 2001.** Hydrogen-storage materials for mobile applications. 2001.
- Luca Micoli, Tommaso Coppola and Maria Turco. 2021.** *A Case Study of a Solid Oxide Fuel Cell Plant on Board a Cruise Ship.* 2021.
- Lund Henrik. 2007.** *Renewable energy strategies for sustainable development.* Aalborg : s.n., 2007.
- M. Hermesmann , T.E. Müller. 2022.** Green, Turquoise, Blue, or Grey? Environmentally friendly Hydrogen Production in Transforming Energy Systems. 2022.
- M.A. Tikhonovsky. 2001.** Static stress effects in superconducting composites. 2001.
- Maja Perčić, Nikola Vladimir, Ivana Jovanović and Marija Koričan. 2022.** Application of fuel cells with zero-carbon fuels in short-sea shipping. 2022.

- Malte Behrens and Marc Armbruster. 2012.** *Methanol Steam Reforming.* 2012.
- Manoj Pudukudy a b d, Zahira Yaakob, Masita Mohammad, Binitha Narayanan and Kamaruzzaman Sopian. 2014.** Renewable hydrogen economy in Asia – Opportunities and challenges: An overview. 2014.
- Mar Pérez-Fortes a, Jan C. Schöneberger, Aikaterini Boulamanti, Gillian Harrison and Evangelos Tzimas. 2016.** Formic acid synthesis using CO<sub>2</sub> as raw material: Techno-economic and environmental evaluation and market potential. 2016.
- Marcelo Carmo , David L. Fritz , Jürgen Mergel , Detlef Stolten. 2013.** A comprehensive review on PEM water electrolysis. 2013.
- Marcus Newborough, Graham Cooley. 2021.** Developments in the global hydrogen market: The spectrum of hydrogen colours. 2021.
- Martin Grasemanna and Gábor Laurenczy. 2012.** Formic acid as a hydrogen source – recent developments and future trends. 2012.
- Michael Ball , Marcel Weeda. 2015.** *The hydrogen economy – Vision or reality?* 2015.
- Michael Ball and Martin Wietschel. 2009.** The future of hydrogen – opportunities and challenges. 2009.
- Michel Jehan and Daniel Fruchart. 2013.** *McPhy-Energy's proposal for solid state hydrogen storage materials and systems.* 2013.
- Mike Veenstra and Justin Purewal. 2015.** *Ford/BASF/UM Activities in Support of the Hydrogen Storage Engineering Center of Excellence.* 2015.
- Molla Asmare and Mustafa Ilbas. 2020.** *Direct ammonia fueled solid oxide fuel cells: A comprehensive review on challenges, opportunities and future outlooks.* 2020.
- N. Maffei, L. Pelletier and A. McFarlan. 2008.** A high performance direct ammonia fuel cell using a mixed ionic and. 2008.
- National Statistical Service of Greece\Haver Analytics. 2023.** Consumer Price Index (Inflation). 2023.
- New energy world. 2014-2020.** Fuel cells and hydrogen. 2014-2020.
- Nikolaidis and Poullikkas. 2017.** A comparative overview of hydrogen production processes. 2017.
- Noussan Michel , Raimondi Pier Paolo. 2021.** The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition—A Technological and Geopolitical Perspective. 2021.
- O Schuller, S Kupferschmid, J Hengstler, S Whitehouse. 2021.** *2nd Life Cycle GHG Emission Study on the Use of LNG as Marine Fuel.* 2021.
- O. Schinas and Ch.N. Stefanakos. 2014.** Selecting technologies towards compliance with MARPOL Annex VI: The perspective of operators. 2014.

- Øivind Wilhelmsen, David Berstad, Ailo Aasen, Petter Neksa and Geir Skaugen. 2018.** *Reducing the exergy destruction in the cryogenic heat exchangers of hydrogen liquefaction processes.* Trondheim : s.n., 2018.
- Orhan Özcan and Ayşe Nilgün Akin. 2019.** *Thermodynamic analysis of methanol steam reforming to produce hydrogen for HT-PEMFC: An optimization study.* 2019.
- Osamah Siddiqui and Ibrahim Dincer. 2018.** A review and comparative assessment of direct ammonia fuel cells. 2018.
- P Tengborg, J Johansson , J G Durup. 2014.** *Storage of highly compressed gases in underground Lined Rock Caverns – More than 10 years of experience.* 2014.
- P. de Rango, P. Marty and D. Fruchart. 2016.** *Hydrogen storage systems based on magnesium hydride: from laboratory tests to fuel cell integration.* 2016.
- P. Schou. 2000.** *Polluting Non-Renewable Resources and Growth. Environmental and Resource Economics* 16. 2000.
- Paula García-Holley and Benjamin Schweitzer. 2018.** *Benchmark Study of Hydrogen Storage in Metal–Organic Frameworks under Temperature and Pressure Swing Conditions.* 2018.
- Per Tunå, Christian Hulteberg and Serina Ahlgren. 2013.** Techno-economic assessment of nonfossil ammonia production. 2013.
- Peter H. Pfromm. 2017.** Towards sustainable agriculture: fossil-free ammonia . 2017.
- Petronilla Fragiaco, Francesco Piraino , Matteo Genovese and Orlando Corigliano. 2023.** *Experimental Activities on a Hydrogen-Powered Solid Oxide.* 2023.
- Phan Anh Duong, Borim Ryu, Chongmin Kim , Jinuk Lee and Hokeun Kang. 2022.** *Energy and Exergy Analysis of an Ammonia Fuel Cell Integrated System for Marine Vessels.* 2022.
- Pratibha Pandley , R.S. Chauhan. 2001.** Membranes for gas separation. 2001.
- Prof. Huaiyu Shao, Dr. Liqing He, Prof. Huaijun Lin and Prof. Hai-Wen Li. 2017.** *Progress and Trends in Magnesium-Based Materials for Energy-Storage Research: A Review.* 2017.
- Prof. Dr. Kazuhiko Maeda, Dr. Daling Lu, Prof. Dr. Kazunari Domen. 2013.** Direct Water Splitting into Hydrogen and Oxygen under Visible Light by using Modified TaON Photocatalysts with d0 Electronic Configuration. 2013.
- Prof. Dr. Umit B. Demirci. 2018.** *About the Technological Readiness of the H<sub>2</sub> Generation by Hydrolysis of B(-N)-H Compounds.* 2018.
- R.K. Ahluwalia, J.-K. Peng and T.Q. Hua. 2015.** *Sorbent material property requirements for on-board hydrogen storage for automotive fuel cell systems.* 2015.

- Rafael A.O. Nunes, Maria C.M. Alvim-Ferraz , Fernando G. Martins , Antonio L. Peñuelas , Vanessa Durán-Grados , Juan Moreno-Gutiérrez, Jukka-Pekka Jalkanen, Hanna Hannuniemi and Sofia I.V. Sousa. 2021.** *Estimating the health and economic burden of shipping related air pollution in the Iberian Peninsula.* 2021.
- Rafael L. Germscheidt, Daniel E. B. Moreira. 2021.** Hydrogen Environmental Benefits Depend on the Way of Production: An Overview of the Main Processes Production and Challenges by 2050. Campinas : s.n., 2021.
- Rodolfo Dufo-López and José L. Bernal-Agustín. 2015.** Techno-economic analysis of grid-connected battery storage. 2015.
- S Papaefthimiou, I Sitzimis, K Andriosopoulos. 2017.** *A methodological approach for environmental characterization of ports.* 2017.
- S. Giddey, S. P. S. Badwal, C. Munnings, and M. Dolan. 2017.** Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media. 2017.
- Sandbag. 2023.** [Online] 2023. <https://sandbag.be/carbon-price-viewer/>.
- Sangsoo Hwang, Byongug Jeong, Kwanghyo Jung, Mingyu Kim and Peilin Zhou. 2019.** Life Cycle Assessment of LNG Fueled Vessel in Domestic Services. 2019.
- Shafiee, Topal. 2009.** *When will fossil fuel reserves be diminished?* 2009.
- Ship & Bunker . 2024.** [Online] 2024.
- Shiva Kumar S. , Himabindu V. 2019.** Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. 2019.
- Shreya Mukherjee, Surya V. Devaguptapu, Anna Sviripa, Carl R.F. Lund and Gang Wu. 2018.** Low-temperature ammonia decomposition catalysts for hydrogen generation. 2018.
- Songwut Krasae-in, Jacob H. Stang and Petter Neksa. 2010.** *Development of large-scale hydrogen liquefaction processes from 1898 to 2009.* 2010.
- Stefanos D. Chatzinikolaou and Nikolaos P. Ventikos. 2015.** Holistic framework for studying ship air emissions in a life cycle perspective. 2015.
- T. W. P. Smith, J. P. Jalkanen, B. A. Anderson, J. J. Corbett, J. Faber, S. Hanayama, E. O’Keeffe, S. Parker, L. Johansson, L. Aldous, C. Raucci, M. Traut, S. Ettinger, D. Nelissen, D. S. Lee, S. Ng, A. Agrawal, J. J. Winebrake, M. Hoen, S. Chesworth. 2014.** *Third IMO Greenhouse Gas Study.* 2014.
- Thanh Q. Hua , Rajesh K. Ahluwalia . 2011.** Alane hydrogen storage for automotive fuel cells – Off-board regeneration processes and efficiencies. 2011.
- Tom Fletcher , Rob Thring and Martin Watkinson. 2016.** An Energy Management Strategy to concurrently optimise fuel consumption & PEM fuel cell lifetime in a hybrid vehicle. 2016.

- Tomas Tronstad. 2017.** Study on the use of fuel cells in shipping. 2017.
- U Bossel. 2006.** Does a Hydrogen Economy Make Sense? 2006.
- U. Bünger , J. Michalski , F. Crotogino , O. Kruck . 2015.** Large-scale underground storage of hydrogen for the grid integration of renewable energy and other applications. 2015.
- U. Cardella, L. Decker and H. Klein. 2017.** *Roadmap to economically viable hydrogen liquefaction.* 2017.
- U. Cardella, L. Decker, J. Sundberg and H. Klein. 2017.** *Process optimization for large-scale hydrogen liquefaction.* Pfungen : s.n., 2017.
- United Nations Environment Programme. 2013.** Life Cycle Approaches. 2013.
- V.A. Yartys, M.V. Lototskyy and E. Akiba. 2019.** *Magnesium based materials for hydrogen based energy storage: Past, present and future.* 2019.
- Vanessa Tietze, Sebastian Luhr, Detlef Stolten. 2016.** Bulk Storage Vessels for Compressed and Liquid Hydrogen. 2016.
- W Amos. 1999.** Costs of storing and transporting hydrogen. 1999.
- WA Amos. 1999.** *Costs of Storing and Transporting Hydrogen.* 1999.
- Walter Peschka. 1992.** *Liquid Hydrogen the fuel of the future.* 1992.
- William I. F. David. 2011.** Effective hydrogenstorage: a strategic chemistry challenge. 2011.
- William I. F. David, Joshua W. Makepeace, Samantha K. Callear, Hazel M. A. Hunter, James D. Taylor, Thomas J. Wood and Martin O. Jones. 2014.** Hydrogen Production from Ammonia Using Sodium Amide. 2014.
- Y. Asiedu and P. Gu. 2010.** Product life cycle cost analysis: State of the art review. 2010.
- Yahui Sun a, Chaoqi Shen, Qiwen Lai a,Wei Liu a, Da-Wei Wang b and Kondo-Francois Aguey-Zinsou. 2018.** *Tailoring magnesium based materials for hydrogen storage through synthesis: Current state of the art.* 2018.
- Yang, Christopher Nicholas, Michael A Ogden and Joan M. 2006.** Comparison of Idealized and Real-World City Station Citing Models for Hydrogen Distribution. 2006.
- Yifan Wang and Laurence A. Wright. 2021.** A Comparative Review of Alternative Fuels for the Maritime Sector: Economic, Technology, and Policy Challenges for Clean Energy Implementation. 2021.
- Yifan Wang and Laurence A.Wright. 2021.** *A Comparative Review of Alternative Fuels for the Maritime.* 2021.

**Yongde Xia, Zhuxian Yanga and Yanqiu Zhu. 2013.** *Porous carbon-based materials for hydrogen storage: advancement and challenges.* 2013.

**Zhang Jie , Wu Xuantao , Qian Yangyang , Wang Jie. 2015.** Formation behaviors of gas and liquid products during the two-stage hydrogasification of low-rank coal. Shanghai : s.n., 2015.

**Παράρτημα-Αναλυτικά αποτελέσματα ανάλυσης ευαισθησίας.**

10.1. FUEL PRICES (€) VS DISCOUNT RATE (%) VS NPV from different CO2 Price - AERO HIGHSPEED

10.1.1.

		CO2	MGO Price				
		0,030					
NPV 1			0,854	0,949	1,044	1,148	1,263
	Discount Rate	5,00%	27.602.236,05	26.771.235,85	25.940.235,64	25.026.135,42	24.020.625,17
		6,00%	24.686.824,37	<b>23.925.963,24</b>	23.165.102,12	22.328.154,89	21.407.512,94
		7,00%	22.134.284,74	21.434.861,79	20.735.438,84	19.966.073,59	19.119.771,82
		8,00%	19.891.259,92	19.245.848,77	18.600.437,61	17.890.485,34	17.109.537,84
		9,00%	17.913.094,96	17.315.336,53	16.717.578,11	16.060.043,84	15.336.756,15

10.1.2.

		CO2	MGO Price				
		0,085					
NPV 2			0,854	0,949	1,044	1,148	1,263
	Discount Rate	5,00%	26.860.479,44	26.029.479,24	25.198.479,03	24.284.378,80	23.278.868,55
		6,00%	24.005.255,63	<b>23.244.394,51</b>	22.483.533,39	21.646.586,15	20.725.944,20
		7,00%	21.505.523,45	20.806.100,50	20.106.677,55	19.337.312,31	18.491.010,53
		8,00%	19.309.003,51	18.663.592,36	18.018.181,20	17.308.228,93	16.527.281,43
		9,00%	17.371.943,59	16.774.185,17	16.176.426,74	15.518.892,48	14.795.604,78

10.1.3.

		CO2	MGO Price				
		0,140					
NPV 3			0,854	0,949	1,044	1,148	1,263
	Discount Rate	5,00%	26.118.722,83	25.287.722,62	24.456.722,42	23.542.622,19	22.537.111,94
		6,00%	23.323.686,89	<b>22.562.825,77</b>	21.801.964,65	20.965.017,42	20.044.375,46
		7,00%	20.876.762,17	20.177.339,22	19.477.916,26	18.708.551,02	17.862.249,25
		8,00%	18.726.747,10	18.081.335,94	17.435.924,79	16.725.972,52	15.945.025,02
		9,00%	16.830.792,23	16.233.033,80	15.635.275,38	14.977.741,11	14.254.453,42

10.1.4.

		CO2	MGO Price				
		0,231					
NPV 4			0,854	0,949	1,044	1,148	1,263
	Discount Rate	5,00%	24.894.824,42	24.063.824,21	23.232.824,01	22.318.723,78	21.313.213,53
		6,00%	22.199.098,47	<b>21.438.237,35</b>	20.677.376,23	19.840.429,00	18.919.787,04
		7,00%	19.839.306,04	19.139.883,09	18.440.460,14	17.671.094,89	16.824.793,12
		8,00%	17.766.024,02	17.120.612,86	16.475.201,71	15.765.249,44	14.984.301,94
		9,00%	15.937.892,47	15.340.134,05	14.742.375,62	14.084.841,35	13.361.553,66

10.1.5.

		CO2	MGO Price				
		0,382					
NPV 5			0,854	0,949	1,044	1,148	1,263
	Discount Rate	5,00%	22.875.392,04	22.044.391,84	21.213.391,63	20.299.291,40	19.293.781,16
		6,00%	20.343.527,58	<b>19.582.666,46</b>	18.821.805,34	17.984.858,11	17.064.216,15
		7,00%	18.127.503,44	17.428.080,49	16.728.657,53	15.959.292,29	15.112.990,52



	8,00%	16.180.830,94	15.535.419,78	14.890.008,63	14.180.056,35	13.399.108,86
	9,00%	14.464.607,87	13.866.849,45	13.269.091,02	12.611.556,76	11.888.269,06

10.2.

**FUEL PRICES (€) VS DISCOUNT RATE (%) VS NPV from different CO2 Price - AERO 42 H2 (PEMFC)**

10.2.1.

		CO2	0,030	hydrogen Price				
NPV 1	Discount Rate		48.693.333	3,443	3,825	4,208	4,628	5,091
		5,00%	55.596.998,02	54.514.718,45	53.432.438,88	52.241.931,35	50.932.373,07	
		6,00%	49.684.264,42	<b>48.693.332,72</b>	47.702.401,02	46.612.376,15	45.413.348,79	
		7,00%	44.507.962,58	43.597.046,83	42.686.131,09	41.684.123,77	40.581.915,71	
		8,00%	39.959.736,48	39.119.164,71	38.278.592,95	37.353.964,01	36.336.872,17	
		9,00%	35.948.911,16	35.170.401,45	34.391.891,74	33.535.531,05	32.593.534,30	

10.2.2.

		CO2	0,085	hydrogen Price				
NPV 2	Discount Rate		50.438.905	3,443	3,825	4,208	4,628	5,091
		5,00%	57.506.596,86	56.424.317,29	55.342.037,72	54.151.530,19	52.841.971,90	
		6,00%	51.429.837,13	<b>50.438.905,43</b>	49.447.973,73	48.357.948,86	47.158.921,50	
		7,00%	46.109.732,11	45.198.816,36	44.287.900,62	43.285.893,29	42.183.685,24	
		8,00%	41.434.979,62	40.594.407,86	39.753.836,09	38.829.207,15	37.812.115,32	
		9,00%	37.312.435,70	36.533.925,98	35.755.416,27	34.899.055,58	33.957.058,83	

10.2.3.

		CO2	0,140	hydrogen Price				
NPV 3	Discount Rate		50.899.170	3,443	3,825	4,208	4,628	5,091
		5,00%	58.012.403,30	56.930.123,72	55.847.844,15	54.657.336,62	53.347.778,34	
		6,00%	51.890.102,02	<b>50.899.170,32</b>	49.908.238,62	48.818.213,75	47.619.186,39	
		7,00%	46.529.980,12	45.619.064,37	44.708.148,62	43.706.141,30	42.603.933,25	
		8,00%	41.819.942,32	40.979.370,55	40.138.798,79	39.214.169,85	38.197.078,01	
		9,00%	37.666.178,61	36.887.668,89	36.109.159,18	35.252.798,50	34.310.801,74	

10.2.4.

		CO2	0,231	hydrogen Price				
NPV 4	Discount Rate		52.718.986	3,443	3,825	4,208	4,628	5,091
		5,00%	60.005.112,64	58.922.833,07	57.840.553,50	56.650.045,97	55.340.487,69	
		6,00%	53.709.918,04	<b>52.718.986,34</b>	51.728.054,64	50.638.029,77	49.439.002,41	
		7,00%	48.198.144,59	47.287.228,84	46.376.313,09	45.374.305,77	44.272.097,72	
		8,00%	43.354.612,13	42.514.040,37	41.673.468,60	40.748.839,66	39.731.747,83	
		9,00%	39.082.924,25	38.304.414,54	37.525.904,82	36.669.544,14	35.727.547,39	

10.2.5.

CO2	0,382
-----	-------

		hydrogen Price				
NPV 5	55.721.683	3,443	3,825	4,208	4,628	5,091
	5,00%	63.293.083,07	62.210.803,50	61.128.523,93	59.938.016,40	58.628.458,11
	6,00%	56.712.614,47	<b>55.721.682,77</b>	54.730.751,07	53.640.726,20	52.441.698,84
	7,00%	50.950.615,96	50.039.700,21	49.128.784,47	48.126.777,15	47.024.569,09
	8,00%	45.886.817,33	45.046.245,57	44.205.673,80	43.281.044,86	42.263.953,02
	9,00%	41.420.554,56	40.642.044,85	39.863.535,13	39.007.174,45	38.065.177,69

10.3.

## FUEL PRICES (€) VS DISCOUNT RATE (%) VS NPV from different CO2 Price - AERO 42 H2 (SOFC H2)

10.3.1.

		CO2	hydrogen Price			
		0,030				
NPV 1	47.892.085	3,443	3,825	4,208	4,628	5,091
	5,00%	54.902.359,71	53.558.140,73	52.213.921,74	50.735.280,86	49.108.775,89
	6,00%	49.123.795,95	<b>47.892.085,23</b>	46.660.374,51	45.305.492,72	43.815.122,75
	7,00%	44.069.246,38	42.935.978,61	41.802.710,85	40.556.116,31	39.184.862,31
	8,00%	39.632.272,78	38.585.445,35	37.538.617,93	36.387.107,76	35.120.446,58
	9,00%	35.723.781,13	34.753.118,67	33.782.456,21	32.714.727,51	31.540.225,93

10.3.2.

		CO2	hydrogen Price			
		0,085				
NPV 2	48.534.739	3,443	3,825	4,208	4,628	5,091
	5,00%	55.603.715,61	54.259.496,63	52.915.277,65	51.436.636,76	49.810.131,79
	6,00%	49.766.449,86	<b>48.534.739,14</b>	47.303.028,42	45.948.146,63	44.457.776,66
	7,00%	44.660.536,97	43.527.269,20	42.394.001,44	41.147.406,90	39.776.152,90
	8,00%	40.178.462,50	39.131.635,07	38.084.807,65	36.933.297,48	35.666.636,30
	9,00%	36.230.231,23	35.259.568,77	34.288.906,31	33.221.177,61	32.046.676,04

10.3.3.

		CO2	hydrogen Price			
		0,140				
NPV 3	49.177.393	3,443	3,825	4,208	4,628	5,091
	5,00%	56.305.071,52	54.960.852,53	53.616.633,55	52.137.992,66	50.511.487,69
	6,00%	50.409.103,77	<b>49.177.393,05</b>	47.945.682,33	46.590.800,54	45.100.430,56
	7,00%	45.251.827,56	44.118.559,79	42.985.292,03	41.738.697,49	40.367.443,49
	8,00%	40.724.652,22	39.677.824,80	38.630.997,37	37.479.487,21	36.212.826,02
	9,00%	36.736.681,33	35.766.018,87	34.795.356,42	33.727.627,71	32.553.126,14

10.3.4.

		CO2	hydrogen Price			
		0,231				
NPV 4	50.237.772	3,443	3,825	4,208	4,628	5,091
	5,00%	57.462.308,76	56.118.089,77	54.773.870,79	53.295.229,90	51.668.724,93
	6,00%	51.469.482,72	<b>50.237.772,00</b>	49.006.061,28	47.651.179,48	46.160.809,51
	7,00%	46.227.457,03	45.094.189,26	43.960.921,50	42.714.326,96	41.343.072,96

	8,00%	41.625.865,26	40.579.037,84	39.532.210,41	38.380.700,25	37.114.039,06
	9,00%	37.572.324,00	36.601.661,55	35.630.999,09	34.563.270,39	33.388.768,81

10.3.5.

		CO2	0,382	hydrogen Price			
NPV 5			3,443	3,825	4,208	4,628	5,091
	Discount Rate	5,00%	59.371.750,20	58.027.531,22	56.683.312,23	55.204.671,35	53.578.166,38
		6,00%	53.219.107,98	51.987.397,26	50.755.686,54	49.400.804,75	47.910.434,78
		7,00%	47.837.245,66	46.703.977,89	45.570.710,13	44.324.115,59	42.952.861,59
		8,00%	43.112.866,78	42.066.039,35	41.019.211,93	39.867.701,76	38.601.040,58
		9,00%	38.951.134,41	37.980.471,95	37.009.809,50	35.942.080,79	34.767.579,22

10.4.

FUEL PRICES (€) VS DISCOUNT RATE (%) VS NPV from different CO2 Price - AERO 42 (SOFC-NH3)

10.4.1.

		CO2	0,030	NH3 Price			
NPV 1			1,080	1,200	1,320	1,452	1,597
	Discount Rate	5,00%	50.223.021,13	48.317.563,98	46.412.106,84	44.316.103,97	42.010.500,82
		6,00%	44.844.047,31	43.099.416,86	41.354.786,42	39.435.692,93	37.324.690,08
		7,00%	40.133.895,94	38.530.141,27	36.926.386,60	35.162.256,46	33.221.713,31
		8,00%	35.994.335,71	34.514.428,37	33.034.521,04	31.406.622,97	29.615.935,10
		9,00%	32.343.141,33	30.972.500,19	29.601.859,06	28.094.153,82	26.435.678,05

10.4.2.

		CO2	0,085	NH3 Price			
NPV 2			1,080	1,200	1,320	1,452	1,597
	Discount Rate	5,00%	50.924.917,34	49.019.460,19	47.114.003,04	45.018.000,17	42.712.397,02
		6,00%	45.486.701,22	43.742.070,77	41.997.440,32	40.078.346,83	37.967.343,99
		7,00%	40.724.656,70	39.120.902,03	37.517.147,36	35.753.017,22	33.812.474,07
		8,00%	36.539.475,93	35.059.568,60	33.579.661,26	31.951.763,20	30.161.075,32
		9,00%	32.848.032,14	31.477.391,00	30.106.749,87	28.599.044,63	26.940.568,86

10.4.3.

		CO2	0,140	NH3 Price			
NPV 3			1,080	1,200	1,320	1,452	1,597
	Discount Rate	5,00%	51.626.813,54	49.721.356,39	47.815.899,24	45.719.896,38	43.414.293,23
		6,00%	46.129.355,13	44.384.724,68	42.640.094,23	40.721.000,74	38.609.997,90
		7,00%	41.315.417,46	39.711.662,79	38.107.908,12	36.343.777,98	34.403.234,83
		8,00%	37.084.616,16	35.604.708,82	34.124.801,49	32.496.903,42	30.706.215,54
		9,00%	33.352.922,95	31.982.281,81	30.611.640,68	29.103.935,44	27.445.459,67

10.4.4.

CO2	0,231
-----	-------

		NH3 Price					
NPV 4	45,445,104	1,080	1,200	1,320	1,452	1,597	
	Discount Rate	5,00%	52.784.942,27	50.879.485,12	48.974.027,97	46.878.025,11	44.572.421,96
		6,00%	47.189.734,08	<b>45.445.103,63</b>	43.700.473,18	41.781.379,69	39.670.376,85
		7,00%	42.290.172,71	40.686.418,04	39.082.663,37	37.318.533,23	35.377.990,08
		8,00%	37.984.097,53	36.504.190,19	35.024.282,86	33.396.384,79	31.605.696,91
		9,00%	34.185.992,78	32.815.351,65	31.444.710,52	29.937.005,28	28.278.529,51

10.4.5.

		CO2	NH3 Price				
		0,382					
NPV 5	47,194,729	1,080	1,200	1,320	1,452	1,597	
	Discount Rate	5,00%	54.695.854,68	52.790.397,53	50.884.940,38	48.788.937,52	46.483.334,37
		6,00%	48.939.359,34	<b>47.194.728,89</b>	45.450.098,45	43.531.004,96	41.420.002,12
		7,00%	43.898.518,88	42.294.764,21	40.691.009,54	38.926.879,40	36.986.336,25
		8,00%	39.468.241,79	37.988.334,45	36.508.427,12	34.880.529,05	33.089.841,17
		9,00%	35.560.558,02	34.189.916,88	32.819.275,75	31.311.570,51	29.653.094,74