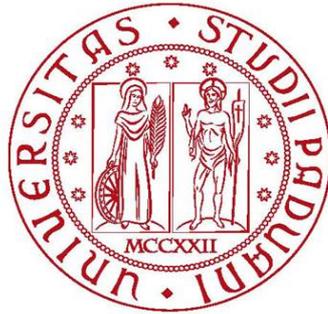


UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTA' DI INGEGNERIA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE – INGEGNERIA DELL'ENERGIA



TESI DI LAUREA TRIENNALE

STUDIO DELLE FONTI ENERGETICHE ALTERNATIVE IMPIEGABILI

NEL SETTORE MARITTIMO

RELATORE: PROF. LAZZARETTO ANDREA

LAUREANDO: FRANCESCO BERTELE'

ANNO ACCADEMICO: 2021 - 2022

SOMMARIO

Abstract	pag. 3
Acronimi e abbreviazioni	pag. 4
1) Introduzione	pag. 5
2) Tipologie di intervento	pag. 7
3) Quadro internazionale	pag. 10
3.1) Evoluzione delle fonti energetiche impiegate nel settore marittimo	pag. 10
3.2) Criteri di scelta di una fonte energetica	pag. 12
4) Idrogeno	pag. 14
4.1) Caratteristiche e tecniche di produzione	pag. 14
4.2) Sistemi di accumulo e di impiego	pag. 16
4.3) Ammoniaca	pag. 18
4.4) Difficoltà tecniche ed economiche	pag. 19
4.5) Conclusioni	pag. 21
5) Biocombustibili	pag. 23
5.1) Caratteristiche	pag. 23
5.2) Tipologie e applicazioni	pag. 24
5.3) Ostacoli tecnici ed economici	pag. 27
5.4) Conclusioni	pag. 27
6) Elettrificazione dei sistemi marittimi	pag. 30
6.1) Introduzione	pag. 30
6.1) Cold ironing	pag. 31
6.2) Batterie	pag. 32
6.3) Ostacoli e difficoltà	pag. 33
6.4) Conclusioni	pag. 34
7) Conclusioni finali	pag. 36
8) Bibliografia e sitografia	pag. 37

ABSTRACT

Il trasporto marittimo è fondamentale per il commercio mondiale, ma è responsabile del 2,89% delle emissioni di gas serra dipendenti dalle attività antropiche. Negli ultimi anni le organizzazioni internazionali hanno imposto norme e direttive sempre più stringenti sull'impiego di combustibili marini, promuovendo nel contempo l'adozione di fonti energetiche alternative; tali interventi sono indispensabili per il raggiungimento degli obiettivi climatici del 2050. Questo elaborato presenta le caratteristiche delle fonti energetiche alternative impiegabili in ambito marittimo, con l'obiettivo di fornire al lettore una maggiore conoscenza delle conseguenze derivanti dall'utilizzo degli idrocarburi marini, evidenziando i vantaggi e le difficoltà che l'impiego di tali fonti comporta. Da principio, la trattazione presenta brevemente i livelli di emissioni associate agli idrocarburi marini e i relativi interventi per limitarli, presentando in seguito le diverse fonti alternative e le proprietà che le differenziano dai combustibili marini tradizionali, descrivendone l'insieme dei processi di produzione e accumulo. Vengono quindi presentati i sistemi che impiegano tali fonti per l'alimentazione di mezzi navali, citando situazioni reali, ed infine vengono messe in evidenza le problematiche tecniche ed economiche derivanti dalla scelta di ciascuna fonte alternativa. La conclusione dell'elaborato evidenzia che, in base alle loro proprietà, i combustibili marini alternativi presentano le potenzialità per ridurre sensibilmente i livelli delle emissioni nel settore, ma a causa del livello delle tecnologie relative e degli investimenti economici necessari per la loro realizzazione, la loro applicazione pratica risulta ancora limitata.

ACRONIMI E ABBREVIAZIONI

°C:	Gradi Celsius
CCS:	Carbon Capture and Storage
CO ₂ :	Anidride carbonica
CO ₂ e:	Anidride carbonica equivalente
ECA:	Emission Control Area
EEDI:	Energy Efficiency Design Index
EJ:	Esajoules
FC:	Fuel Cell
FOGs:	Fats, Oil and Greases
g:	Grammi
GJ:	Gigajoules
GNL:	Gas Naturale Liquefatto
GW:	Gigawatt
GWP:	Global Warming Potential
h:	Ore
HFO:	Heavy Fuel Oil
Hz:	Hertz
ICE:	Internal Combustion Engines
IEA:	International Energy Agency
ILUC:	Indirect Land-Use Change
IMO:	International Maritime Organization
kg:	Kilogrammi
kW:	Kilowatt
kWh:	Kilowatt-ora
l:	Litri
LCA:	Life-cycle Assistent
LCOH:	Levelized Cost Of Hydrogen
LHV:	Lower Heat Value
LS:	Large Ship
m ³ :	Metri cubi
MDO:	Maritime Diesel Oil
MGO:	Maritime Gas Oil
MJ:	Megajoules
MW:	Megawatt
MS:	Medium Ship
NO _x :	Ossidi di azoto
PEMFC:	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PM:	Particulate Matter
SO _x :	Ossidi di zolfo
SS:	Small Ship
USD:	United States Dollar
VLS:	Very Large Ship

1 - INTRODUZIONE

La salvaguardia ambientale è una delle tematiche maggiormente discusse degli ultimi tempi; tale argomento è strettamente legato alla produzione di sostanze inquinanti e il settore dei trasporti risulta essere tra i maggiori responsabili di questa produzione¹. Un ramo particolare di questo settore, ovvero quello inerente alla sfera marittima, ha goduto di un rapido sviluppo negli ultimi anni, dovuto principalmente alla crescita che ha apportato all'economia mondiale: IRENA (2021) riporta che 80% - 90% del commercio globale è possibile proprio grazie al trasporto via mare [6], ma tale sviluppo ha comportato un incremento delle emissioni di gas serra da parte di questo settore.

Il primo soggetto coinvolto in questa tematica è l'IMO, una speciale agenzia dell'ONU, responsabile di garantire lo sviluppo e la sicurezza dei traffici internazionali e di prevenire l'inquinamento da parte dei mezzi di trasporto marittimi [1]. In base ai dati riportati nel *"Fourth IMO Greenhouse Gas Study"* (2020), l'agenzia evidenzia che tra il 2012 e il 2018 la totalità delle emissioni prodotte è incrementata da 977 milioni di tonnellate a 1076 milioni di tonnellate [2,15], aumentando così il suo valore percentuale nell'insieme delle emissioni prodotte attività umane da 2,76% a 2,89% [2]. IRENA (2021) evidenzia che i primi responsabili di questo fenomeno sono i mezzi navali LS e VLS, ovvero i mezzi navali di grandi dimensioni, principalmente porta rinfuse, portacontainers e petroliere [6], che utilizzano prevalentemente idrocarburi pesanti e, sebbene costituiscano il 20% dell'intera flotta internazionale [6], tra il 2005 e il 2018 il loro sviluppo è stato superiore a quella dei mezzi di piccola (SS) e media taglia (MS) di 2 – 4 volte il corrispondente valore percentuale², diventando così responsabili della produzione di un quantitativo di gas serra di circa 86,5% dell'intera filiera del trasporto marittimo [2].

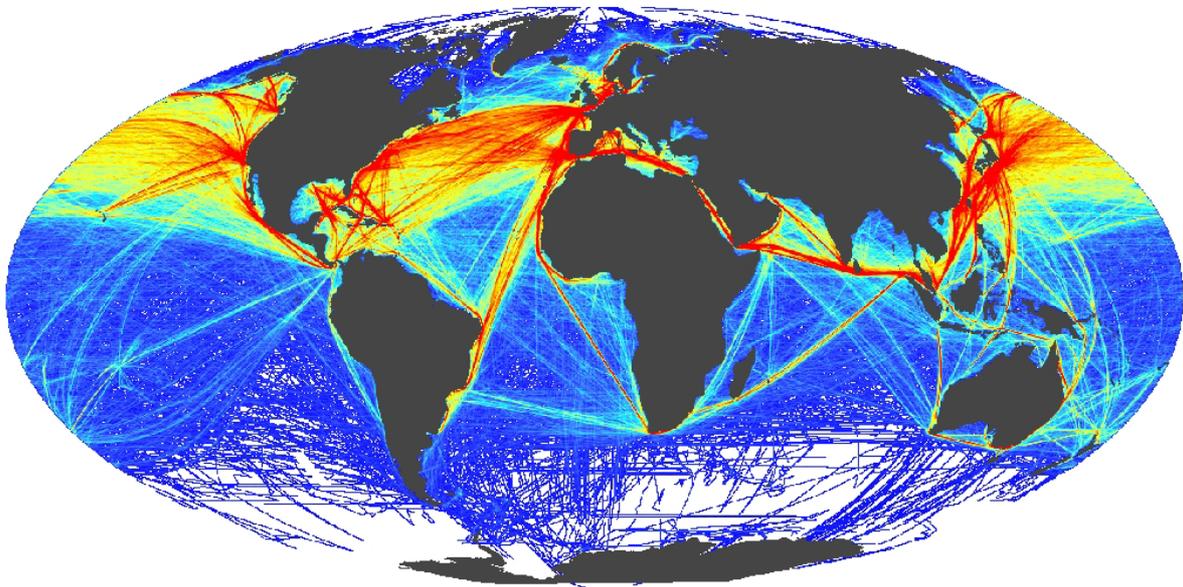


Figura 1: Principali rotte di navigazione mondiale (fonte: [16])

1 L'IEA riporta che il settore della produzione di energia e dei trasporti sono stati responsabili di oltre i due terzi delle emissioni di inquinanti nel 2019 [4].

2 Nello stesso periodo, lo sviluppo di SS e MS è stato del 3,12% e 2,24% rispettivamente, mentre quello di LS e VLS è stato del 5,89% e 8,6% [6].

A fronte di questi dati, risulta ancora più doveroso attuare i dovuti provvedimenti per limitare e ridurre i livelli delle emissioni da parte del settore portuale. La sostituzione dei combustibili tradizionali utilizzati per il trasporto marittimo con fonti energetiche alternative risulta la soluzione più radicale, perché il loro impiego riduce sensibilmente, se non completamente, il livello degli inquinanti prodotti e quindi risultano fondamentali per la tutela ambientale e per lo sviluppo sostenibile. Questo punto è supportato da IEA (2021), che sottolinea l'importanza delle politiche di adozione di combustibili alternativi per le rotte oceaniche [5] e da IRENA (2021), che rimarca come la principale strategia nel medio termine stia nel rimpiazzare progressivamente e rapidamente gli idrocarburi con fonti rinnovabili [6].

Molti autori, come Al-Enazi et al. (2021) riportano l'importanza dell'idrogeno come sostanza fondamentale per la decarbonizzazione del trasporto marittimo; in particolare, McKinlay et al. (2021) propone una dettagliata analisi sulla sostanza, confrontandola con l'ammoniaca e il metanolo, valutandone proprietà, processi di trattamento e applicazioni. Altri, invece, pongono l'attenzione su sistemi diversi, come i biocombustibili e l'elettificazione delle banchine; ad esempio, nel 2020 l'ICCT ha pubblicato uno studio dal titolo *"The potential of liquid biofuels in reducing ship emissions"*, dove vengono analizzati gli aspetti tecnici, economici e ambientali di 5 diversi biocombustibili impiegabili in sostituzione dei tradizionali idrocarburi, mentre un rapporto di Enel X mostra gli aspetti tecnici ed economici dell'integrazione di sistemi elettrici nei porti italiani. Infine, documenti come *"A pathway to decarbonize the shipping sector by 2050"* di IRENA e *"Comparison of Alternative Maritime Fuels"* di DNV GL presentano un elenco dei combustibili alternativi impiegabili nel settore marittimo, evidenziandone le caratteristiche, la maturità tecnologica e le relative stime dei costi nel breve, medio e lungo termine.

Questo elaborato ha come obiettivo lo studio delle diverse fonti alternative impiegabili nel trasporto marittimo, al fine di fornire al lettore una maggiore conoscenza delle risorse potenzialmente sfruttabili nel settore a favore della lotta al cambiamento climatico. Grazie alla letteratura e ai dati ricavati dai vari articoli scientifici di riferimento, per ciascuna fonte vengono presentate le principali proprietà fisiche, l'insieme dei processi che ne garantiscono la produzione, l'eventuale accumulo e i mezzi che ne prevedono l'impiego, ma vengono anche riportati i limiti tecnologici dei sistemi che ne fanno uso e i costi economici che ciascuna fonte energetica pone. E' bene precisare che questo elaborato tratterà quelle sostanze che garantiscono una riduzione di emissioni di sostanze inquinanti nel loro insieme e non solo di quelle più indicate al fenomeno di "decarbonizzazione", cioè non verranno presentate solo quelle fonti il cui sfruttamento non comporta alcuna emissione di CO₂, poiché esistono prodotti della combustione di idrocarburi, come NO_x, SO_x e PM, i cui effetti possono risultare più dannosi sull'ambiente e sulle persone con cui interagiscono.

2 - TIPOLOGIE DI INTERVENTO

In questo capitolo vengono presentate le principali direttive promosse dagli enti internazionali e le tipologie di intervento operazionali e strutturali che limitano le emissioni di gas serra da parte dei mezzi marittimi.

Tra le direttive più moderne approvate dall'IMO, si ricordano:

- la revisione dell'Annesso VI della *“Convenzione Internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi”*, nota anche come MARPOL73/78³, adottata il 15 luglio 2011 e che stringe i limiti di produzione di inquinanti, proibisce l'emissione deliberata di sostanze inquinanti e istituisce i criteri di efficienza energetica obbligatori⁴;
- la *“Initial Greenhouse Gas Strategy”*, approvata nel 2018, che ha lo scopo di incentivare la riduzione delle emissioni complessive di gas serra del 50% entro il 2050 in relazione ai livelli del 2008, per abbatterle completamente negli anni a seguire [5];
- la *“IMO 2020”*, che fissa il massimo contenuto di zolfo presente nei combustibili marini a 0,5% e che viene ulteriormente limitato in specifiche zone denominate ECA a 0,1% [5, 20].

Tali direttive sono state approvate in relazione agli obiettivi presi in occasione degli accordi di Parigi del 2015, che hanno come obiettivo di limitare l'innalzamento della temperatura media globale ad un valore inferiore ai 2°C entro il 2050.

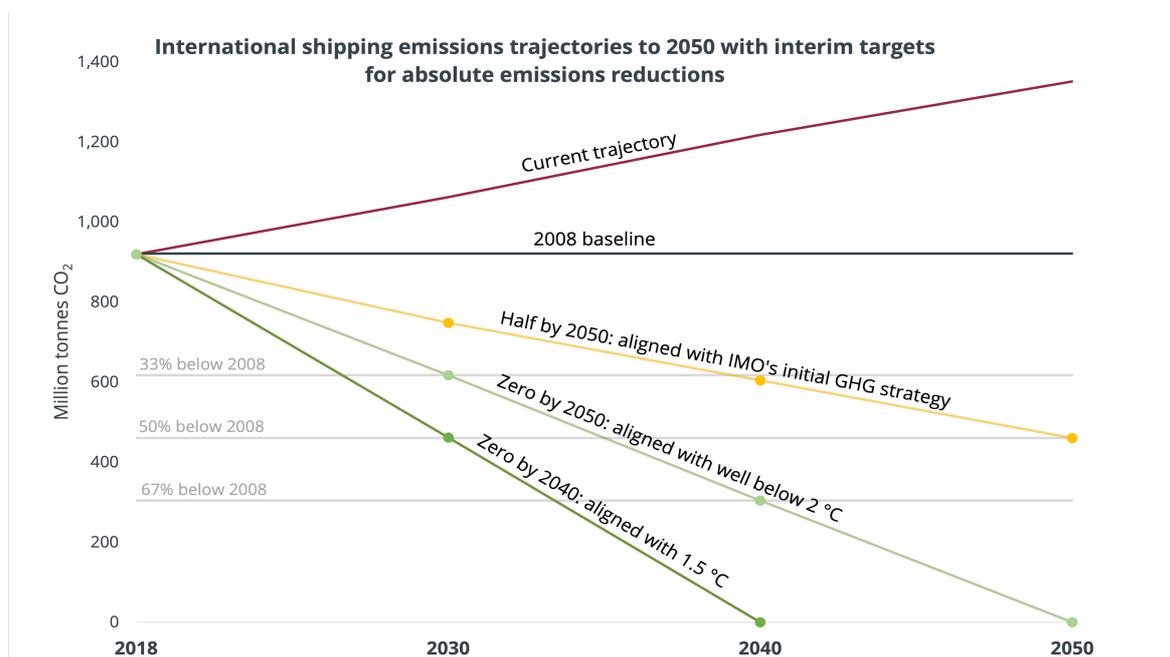


Figura 2: Traiettorie e obiettivi per la riduzione delle emissioni da parte del trasporto marittimo entro il 2050 (fonte: *“theicct.org”*)

3 È una delle convenzioni internazionali più importanti che si compone di due trattati, firmati rispettivamente nel 1973 e nel 1978 ed entrata in vigore nel 1983, con lo scopo di prevenire l'inquinamento degli ambienti marini prodotto dai rifiuti e da motivi operazionali o incidentali [3]. Essa si compone di sei annessi fondamentali, ciascuno dei quali dispone le norme di prevenzione in funzione del tipo di inquinante.

4 I criteri in questione sono l'EEDI (Energy Efficiency Design Index), che promuove l'impiego di sistemi navali con una migliore efficienza energetica e sistemi di bordo che riducano le emissioni di gas serra e viene misurato in g(CO₂)/tonnellate, e il SEEMP (Ship Energy Efficiency Management Plan), che viene utilizzato per ottimizzare i tempi di realizzazione delle scelte manageriali in accordo con l'efficienza energetica di un mezzo marittimo [6].

Come risultato delle direttive prese, l'industria navale ha adottato diverse tipologie di intervento che contribuiscono all'ottimizzazione dell'impiego delle risorse dei mezzi marittimi e che ne limitano le emissioni. Al-Enazi et al. (2021) suggerisce che tali tipologie di interventi possono essere distinte in due categorie [27], la prima delle quali riguarda la realizzazione di strategie operazionali; questa soluzione raccoglie interventi come la pianificazione preventiva delle fasi della navigazione, il calcolo della rotta più breve per raggiungere la meta, l'analisi delle condizioni del percorso o la decisione di procedere ad una minore velocità per ridurre il consumo effettivo di combustibile.

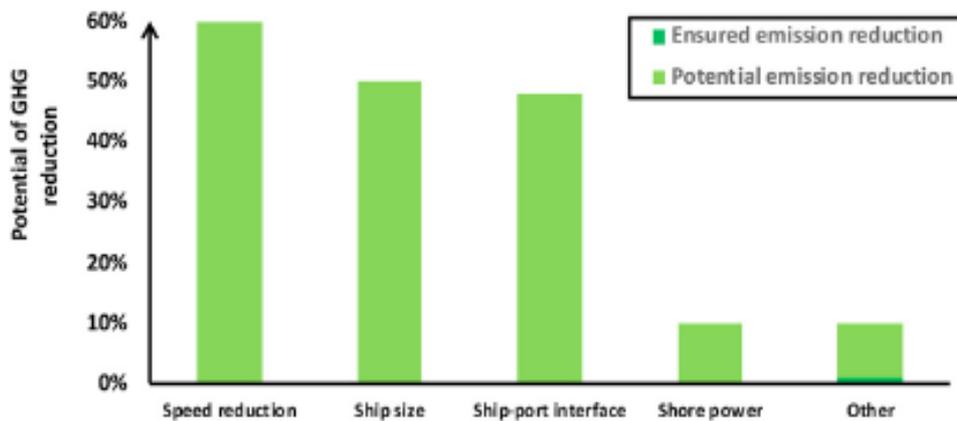


Figura 3: Riduzione di gas serra percentuale in base agli interventi operazionali (fonte: [22])

Un'altra, invece, riguarda gli interventi e le modifiche strutturali dei mezzi stessi: in questa categoria si annota l'adozione di sistemi CCS, cioè di sistemi che intercettino e catturino gli inquinanti prodotti dalla combustione dei combustibili marini, in modo da evitarne la loro dispersione in atmosfera; questi sistemi si distinguono in diversi modelli, come precipitatori elettrostatici, "scrubbers", sistemi Desox e Denox, che hanno già raggiunto la maturità tecnologica e commerciale, presentando livelli di efficienza fino al 95%. Altri interventi comprendono la realizzazione di modelli navali dai design più snelli e dinamici, l'impiego di motori e sistemi più innovativi, che permettono una migliore prestazione con minori consumi, l'integrazione di sistemi di ricircolo per sfruttare il calore dei gas di combustione o l'adozione di sistemi di accumulo e stoccaggio, per avere maggiori quantità di combustibile impiegabile.

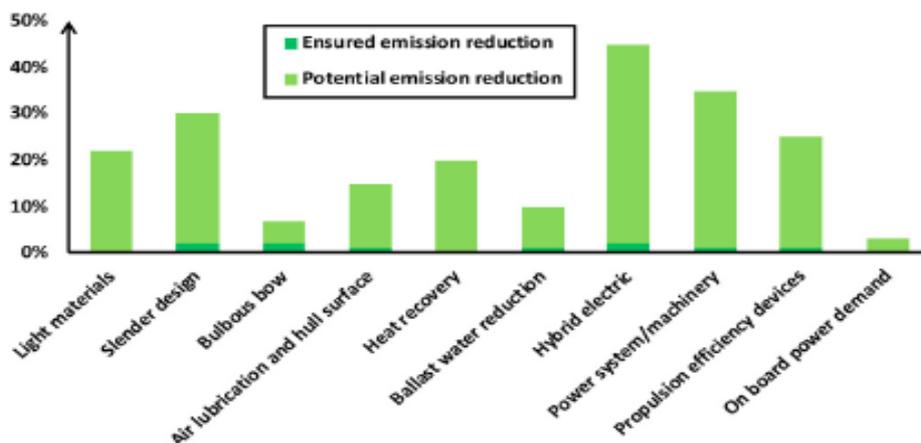


Figura 4: Riduzione di gas serra percentuale in base agli interventi strutturali (fonte: [22])

Tuttavia, molti dei provvedimenti e degli interventi sopra citati non costituiscono una soluzione definitiva al problema delle emissioni. Al-Enazi et al. (2021) evidenzia che la scelta di navigare a velocità ridotte comporti la formazione di accumuli nelle camere di combustione e nelle condotte di scarico e che gli interventi operazionali, in particolare, sono volti più alla riduzione dei costi economici e all'incremento dei profitti, piuttosto dell'efficienza dei processi in sé [27]. Analizzando gli interventi strutturali, inoltre, si nota che essi presentano le maggiori sfide: in media una nave presenta una vita utile approssimativa tra i 20 e i 30 anni, perciò i modelli più recenti verranno utilizzati per ancora diverso tempo; inoltre, la progettazione e la realizzazione di nuovi modelli richiede tempo e investimenti notevoli e le modifiche a impianti già in servizio prevedono costi sia economici, per l'acquisto dei beni e dei servizi necessari, sia energetici, per il funzionamento delle nuove componenti. Infine, nonostante venga evidenziata la necessità di adoperare fonti energetiche alternative, gran parte degli interventi fino ad ora proposti lasciano intendere che gli idrocarburi tradizionali verranno impiegati ancora per diversi anni come principale combustibile per il funzionamento dei mezzi di trasporto marittimo, poiché facilmente reperibili e più convenienti di tante fonti energetiche alternative, il che evidenzia una forte dipendenza del settore da essi. In più, se si stima che il settore dei trasporti marittimi possa svilupparsi ulteriormente tra il 40% e il 115% entro il 2050 [6], ciò implicherebbe un incremento di emissioni dal 50% al 250% rispetto ai livelli del 2008 [10, 15, 20] se non venissero presi i dovuti provvedimenti.

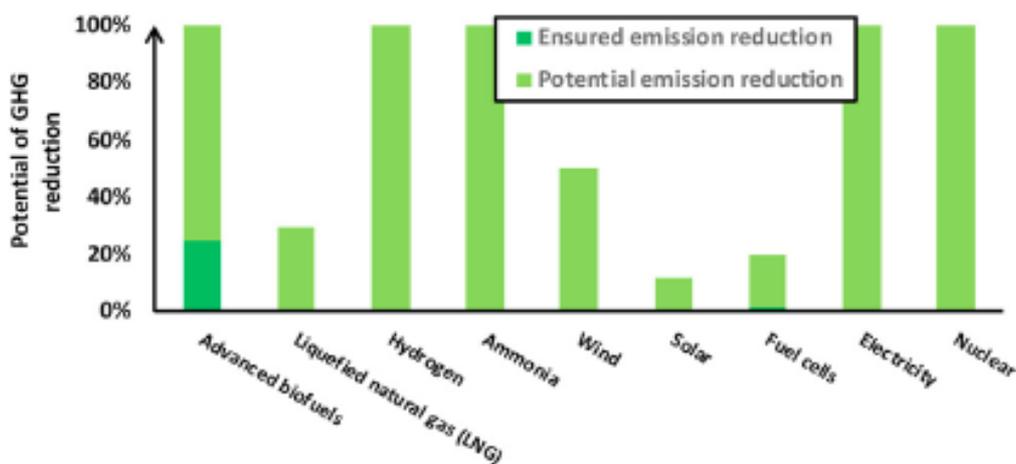


Figura 5: Riduzione di gas serra percentuale in base al tipo di fonte energetica (fonte: [22])

In base a quanto riportato, gli interventi presentati fino ad ora non costituiscono una soluzione definitiva al problema della produzione di inquinanti da parte dei mezzi marittimi. La soluzione che presenta le maggiori probabilità di abbattere le emissioni nel settore è dunque data dall'adozione di fonti energetiche nuove ed alternative. Come evidenziato dalla Figura 5, esiste più di una categoria che permette di ottenere questo risultato, con potenzialità ben maggiori rispetto a quanto riportato dalle Figure 3 e 4.

3 – QUADRO INTERNAZIONALE

In questo capitolo viene brevemente trattata l'evoluzione delle fonti energetiche impiegate per il funzionamento dei mezzi marittimi e vengono analizzati i principali idrocarburi marini utilizzati nei tempi moderni, evidenziando soprattutto gli effetti della loro combustione e i motivi per cui devono essere sostituiti. In seguito, vengono presentati i principali fattori che determinano la scelta di una fonte energetica.

3.1 – EVOLUZIONE DELLE FONTI ENERGETICHE IMPIEGATE NEL SETTORE MARITTIMO

Già in tempi remoti l'uomo ha capito che poteva sfruttare i mari per i propri scopi attraverso le imbarcazioni; fino al 1800, tali mezzi venivano messi in moto grazie alla spinta prodotta sia dai venti, sfruttati grazie alle vele, sia dall'ausilio dei remi. Con il progredire delle scoperte e delle innovazioni, al fine di coprire distanze sempre maggiori e più velocemente e trasportare carichi sempre più grandi e numerosi, sono stati realizzati mezzi marittimi più complessi ed imponenti. Grazie alle rivoluzioni industriali, infatti, i tradizionali sistemi di vele e remi sono stati abbandonati in favore di mezzi che sfruttavano il vapore come mezzo di propulsione attraverso opportune turbine, mentre dalla prima metà del '900, grazie allo sviluppo dei motori a combustione interna, hanno fatto la loro comparsa mezzi navali che utilizzano motori Diesel a due e quattro tempi, cioè sistemi che convertono l'energia termica prodotta dalla combustione del combustibile in spinta.

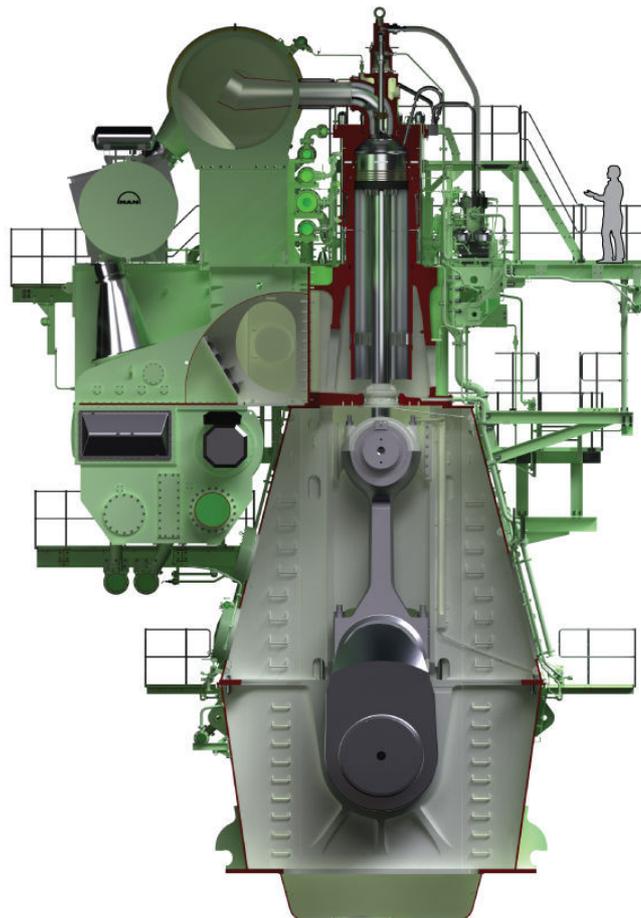


Figura 6: Schema di un motore Diesel navale a due tempi (fonte: "el.itnautico.edu.it")

I mezzi marittimi di grossa taglia impiegano ancora oggi motori Diesel, in particolare il modello a due tempi, che si presenta più voluminoso e produce più vibrazioni del sistema a quattro tempi, ma che richiede meno interventi di manutenzione e quindi presenta meno spese, così come il combustibile che impiega.

L'idrocarburo maggiormente utilizzato nel settore dei trasporti marittimi è il HFO che, secondo il "Fourth IMO Greenhouse Gas Study" (2020), copre tutt'ora il 72% del consumo energetico dei traffici internazionali [2,6]. Entrato in uso a partire dagli anni '60 del secolo scorso, esso è il prodotto finale residuo dei trattamenti di raffinazione del petrolio greggio e si presenta come una sostanza molto viscosa, ampiamente disponibile e poco costosa⁵. Negli ultimi anni, tuttavia, si è osservata una rapida diffusione e applicazione del GNL come nuova fonte energetica per la propulsione dei mazzi marittimi. Tale sostanza è composta per il 90% - 95% da metano (CH₄), che viene raffreddato ad una temperatura di -163°C e compresso fino a 600 volte il suo volume iniziale gassoso [27]. Successivamente, esso può essere utilizzato direttamente in motori a combustione interna tradizionali, oppure nei più moderni sistemi di cella a combustibile, producendo meno inquinanti rispetto agli idrocarburi marittimi, oppure accumulato ed utilizzato quando necessario. Burel et al. (2013) ha analizzato che l'impiego del GNL come combustibile marittimo riduce le emissioni di CO₂ del 20 - 30%, di NO_x del 80 - 85%, di SO_x del 99% e di PM del 99% rispetto al HFO [7, 27].

Proprietà	HFO	GNL
Densità [kg/m ³]	991 (a 15°C)	430 - 470
LHV [MJ/kg]	40,2	49
Densità di energia volumetrica [GJ/m ³]	42,04	23,4
Punto di infiammabilità [°C]	60	-188
Contenuto di zolfo [%]	3,5	0
Contenuto di idrogeno [%]	10,9	25
Contenuto di carbonio [%]	85,1	75

Tabella 1: Confronto tra le proprietà degli idrocarburi marittimi (fonti: "Chevron", "Oil fuel Properties", [6])

Il primo problema inerente l'utilizzo di questi combustibili combustibile dipende dal fatto che, anche se in quantità differenti, risultano responsabili di una significativa produzione di sostanze inquinanti; in particolare, il HFO presenta alte concentrazioni, tra le varie sostanze in esso contenute, di zolfo e quindi la sua combustione produce SO_x, che contribuiscono alla formazione di piogge acide e di problemi respiratori. I prodotti della combustione, inoltre, contribuiscono all'usura e al danneggiamento delle componenti del motore in cui vengono adoperati. Un ulteriore problema riguarda le tipologie di trattamento del combustibile in questione: data la sua alta densità, il HFO richiede particolari sistemi di riscaldamento e di pompaggio, mentre il GNL, essendo una sostanza sottoposta a trattamento criogenico, dev'essere maneggiato con cautela per evitare problemi di salute per gli addetti ai lavori [6]. Inoltre, durante il processo di accumulo, risulta pressoché impossibile evitare l'evaporazione del GNL, con il risultato che si verifica in media una dispersione tra il 2% e il 5% di combustibile [6]; considerando che un quantitativo unitario di

⁵ In media, il costo del HFO è valutato tra i 10 e i 14 €/GJ [19].

metano presenta un GWP100⁶ 25 volte superiore alla stessa quantità di CO₂, questo aggrava ulteriormente il danno da inquinanti una volta disperso in atmosfera. In ultimo, come si è potuto evincere dagli ultimi eventi, il prezzo degli idrocarburi è strettamente legato alle vicende internazionali e ai conseguenti andamenti di mercato; sebbene risultino ancora più economici di altre fonti, le politiche di incentivo alla transizione ecologica e la rinnovata attenzione verso le energie rinnovabili li rendono sempre meno attraenti e meno competitivi.

3.2 – CRITERI DI SCELTA DI UNA FONTE ENRGETICA

Il settore dei trasporti presenta una sorprendente versatilità nella scelta delle fonti energetiche, che negli ultimi anni è stata incentivata dalla lotta al cambiamento climatico. La scelta di una specifica risorsa è influenzata da diversi fattori e il primo di questi è l'impatto ambientale che lo sfruttamento di tale risorsa comporta: tanti meno gas serra verranno prodotti dall'utilizzo di una determinata sostanza e tanto più risulterà alternativa e il suo utilizzo verrà preso in considerazione; sotto questa analisi, le fonti rinnovabili risultano le favorite, poiché il loro impiego non impatta direttamente sull'ambiente. E' bene precisare, però, che una corretta analisi delle emissioni di una fonte non deve riguardare solo l'uso diretto della stessa, ma anche dei processi coinvolti nel suo impiego e trattamento; in questo caso è imperativo realizzare un dovuto studio LCA della fonte energetica in modo che essa non presenti un quantitativo di emissioni complessivo paragonabili a quello dei combustibili fossili già in uso.

Altrettanto importante è la densità energetica della sostanza in questione, poiché tanto più questo parametro sarà elevato e tanta più energia sarà potenzialmente sfruttabile; tuttavia, questo dato è strettamente legato alla natura della sostanza in questione, in particolare alla sua densità di energia volumetrica e quindi allo spazio necessario per il suo stoccaggio: certe fonti energetiche possono risultare convenienti in termini di contenuto energetico e impatto ambientale, ma la loro applicazione potrebbe essere impossibile in determinate circostanze poiché sarebbero necessari particolari sistemi di contenimento e stoccaggio, che andrebbero a compromettere le prestazioni del mezzo su cui vengono applicate.

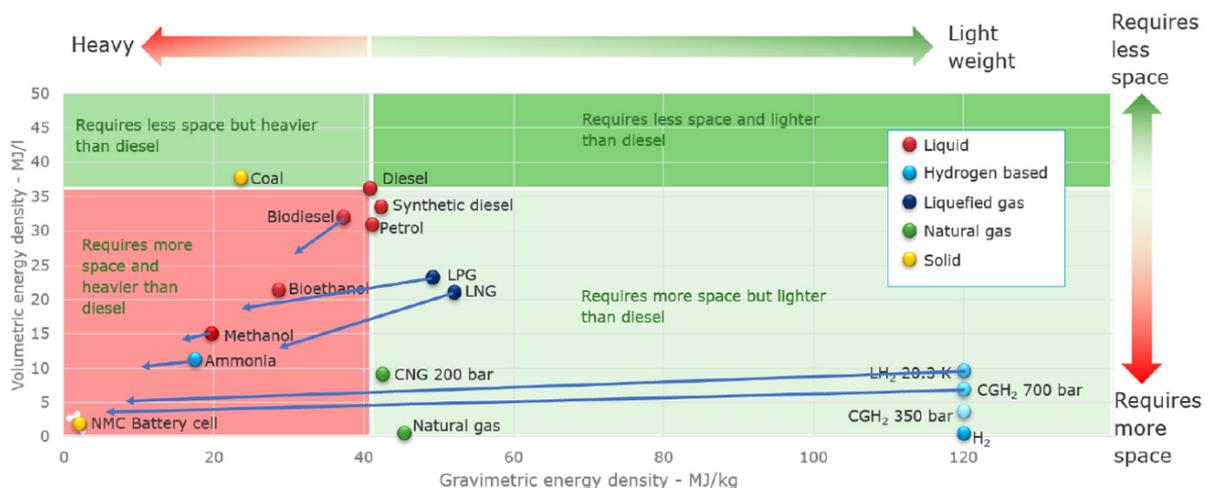


Figura 7: Schema delle densità energetiche di diverse fonti energetiche in relazione alle rispettive densità di energia volumetrica (fonte: [8])

6 Con il termine GWP si identifica il potenziale effetto serra di una determinata sostanza in rapporto al potenziale effetto serra dell'anidride carbonica, che viene identificato con 1. L'arco temporale di riferimento su cui si valuta l'effetto serra della sostanza il questione è di 100 anni, ma sono presenti anche tabelle che si riferiscono ad un intervallo di tempo di 20 anni.

Successivamente bisogna valutare la maturità delle tecnologie che prevedono l'impiego della fonte energetica in questione, il che non comprende solamente i motori, ma anche le tecniche e i processi di produzione o estrazione e i sistemi di distribuzione e di accumulo. Altri fattori che vengono considerati per la scelta di una sostanza sono la disponibilità e la facilità con cui può essere reperita, la sua distribuzione a livello internazionale, i pareri che la comunità scientifica e internazionale hanno nei suoi riguardi e altri ancora. Di non poca importanza, poi, sono i costi e le spese economiche che si affrontano nel considerare una determinata fonte e spesso costituiscono l'elemento determinante per la scelta della fonte stessa. Essi non comprendono solo il costo della fonte energetica per sé, ma anche l'insieme delle spese che ne riguardano lo sfruttamento: gli investimenti per la ricerca e lo sviluppo, i costi relativi ai mezzi e ai servizi per la produzione, per la distribuzione, per il successivo utilizzo e per l'eventuale manutenzione degli impianti devono essere attentamente calcolati e presi in considerazione, onde evitare un erroneo investimento di risorse o un'eventuale perdita di interesse verso una potenziale fonte energetica alternativa.

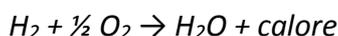
IRENA (2021) riporta che la domanda energetica del settore marittimo è coperta per il 99% dai combustibili fossili [6] e non è ancora disponibile una fonte energetica alternativa le cui caratteristiche ambientali, tecnologiche ed economiche soddisfino i requisiti necessari a sostituirli. Tuttavia, sono state identificate diverse sostanze il cui impiego nel trasporto marittimo può contribuire al processo di transizione energetica; esse sono tutt'ora in fase di studio e la loro applicazione come combustibili marini alternativi risulta relativamente recente, perciò i rispettivi livelli tecnologici e le spese necessarie per il loro utilizzo non le rendono ancora competitive sui mercati. Ciò nonostante, le loro potenzialità e la necessità di limitare l'innalzamento delle temperature globali al di sotto dei 2°C le rendono le candidate ideali per l'evoluzione dei trasporti e per la tutela ambientale.

4 – IDROGENO

In questo capitolo viene approfondito l'impiego dell'idrogeno come fonte energetica alternativa per i mezzi marittimi. Dopo aver presentato le sue proprietà fisiche e i vantaggi che il suo impiego comporta, la trattazione ne espone i processi di produzione, le tipologie di sistemi che ne fanno uso e le modalità di accumulo, fornendo esempi di studi, progetti o modelli commerciali. Infine, ne vengono evidenziati i principali aspetti negativi, quali i limiti delle tecnologie e i relativi costi economici, traendo quindi le dovute conclusioni.

4.1 – CARATTERISTICHE E TECNICHE DI PRODUZIONE

Tra le sostanze maggiormente studiate per l'applicazione nel settore dei trasporti, l'idrogeno (H₂) presenta molte delle caratteristiche necessarie per poter vincere la sfida climatica. Non solo è l'elemento chimico più diffuso dell'universo, ma anche quello che contiene più energia per unità di massa rispetto ad altri combustibili tradizionali (Tabella 2) e la sua combustione non produce alcun inquinante secondo l'espressione:



E' bene precisare che l'idrogeno è un vettore energetico e non una fonte energetica vera e propria, si tratta cioè di una sostanza facilmente trasportabile e in grado di rilasciare l'energia in esso contenuta.

Nonostante la sua abbondanza, l'idrogeno non è reperibile di per sé in natura e dev'essere estratto da altri elementi più complessi. Il processo maggiormente impiegato oggi per la produzione di idrogeno consiste nel trattare un idrocarburo in modo da scomporlo in elementi più semplici; l'elemento maggiormente impiegato per questo tipo di produzione è il gas naturale⁷, ma vengono utilizzati anche petrolio e carbone. Purtroppo, tra i prodotti di questi processi vi è anche la CO₂, che dev'essere preventivamente intercettata e catturata dagli opportuni sistemi CCS onde evitarne l'emissione in atmosfera e garantendo così un processo sostenibile; se la CO₂ non viene catturata, l'idrogeno prodotto è definito “grey”, altrimenti viene definito “blue”. Un altro processo che permette la produzione di idrogeno prevede l'impiego di un elettrolizzatore o cella elettrolitica, cioè di un sistema elettrochimico che, attraverso il passaggio di una corrente elettrica, scinde l'acqua in esso contenuta nelle sue componenti di base, ovvero idrogeno ed ossigeno. Tale processo è noto come “elettrolisi” e non porta alla produzione diretta di alcun inquinante, risultando completamente rinnovabile se l'elettricità necessaria per far avvenire la reazione è stata ottenuta con processi rinnovabili; si parla in questo caso di “idrogeno verde” o “green” e i principali processi per produrre l'elettricità necessaria a fare avvenire l'elettrolisi prevedono l'impiego di sistemi eolici, fotovoltaici o a concentrazione solare.

⁷ Il processo che prevede la produzione di idrogeno a partire dagli idrocarburi è detto “reforming” e consiste nel trattare l'idrocarburo con vapore acqueo ad una temperatura di 700 – 1000 °C e ad una pressione di 3 – 25 bar, in modo da ottenere un gas di sintesi composto da idrogeno molecolare H₂ e monossido di carbonio CO, che a sua volta viene fatto reagire con ulteriore vapore acqueo per produrre maggiori quantità di idrogeno [28].

Property	Hydrogen	Comparison
Density (gaseous)	0.089 kg/m ³ (0°C, 1 bar)	1/10 of natural gas
Density (liquid)	70.79 kg/m ³ (-253°C, 1 bar)	1/6 of natural gas
Boiling point	-252.76°C (1 bar)	90°C below LNG
Energy per unit of mass (LHV)	120.1 MJ/kg	3x that of gasoline
Energy density (ambient cond., LHV)	0.01 MJ/L	1/3 of natural gas
Specific energy (liquefied, LHV)	8.5 MJ/L	1/3 of LNG
Flame velocity	346 cm/s	8x methane
Ignition range	4–77% in air by volume	6x wider than methane
Autoignition temperature	585°C	220°C for gasoline
Ignition energy	0.02 MJ	1/10 of methane

Notes: cm/s = centimetre per second; kg/m³ = kilograms per cubic metre; LHV = lower heating value; MJ = megajoule; MJ/kg = megajoules per kilogram; MJ/L = megajoules per litre.

Tabella 2: Proprietà fisiche dell'idrogeno in relazione alle altre tipologie di combustibili (fonte: “*The Future of Hydrogen*”, IEA)

IRENA (2019) stima che oggigiorno vengano prodotte circa 120 milioni di tonnellate di idrogeno all'anno, per un equivalente energetico di 14,4 EJ [9], anche se i processi maggiormente impiegati per la produzione prevedono lo sfruttamento di idrocarburi. L'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili risulta così centrale per uno sviluppo sostenibile e per il raggiungimento degli obiettivi climatici; gli elettrolizzatori più moderni presentano livelli di potenza dell'ordine dei MW, ma negli ultimi tempi sono emersi studi e progetti di sistemi sempre più performanti: il progetto “*SeaH2Land*”, nato dalla collaborazione tra Paesi Bassi e Belgio, porterà alla realizzazione e a connessione di un elettrolizzatore da 1 GW con un parco eolico offshore di 2 GW [11], mentre in Australia è in fase di sviluppo la realizzazione di un parco eolico e solare destinato alla produzione di idrogeno a finalità industriali di 15 GW [13]. Vengono inoltre presi in grande considerazione anche quei paesi le cui particolari configurazioni territoriali li rendono potenzialmente strategici per la produzione e l'accumulo di idrogeno da rinnovabili: il Marocco risulta essere uno di questi, con la possibilità di realizzare impianti per la produzione di idrogeno verde da energia solare per un quantitativo fino a 4800 tonnellate annuali a bassi costi [14].

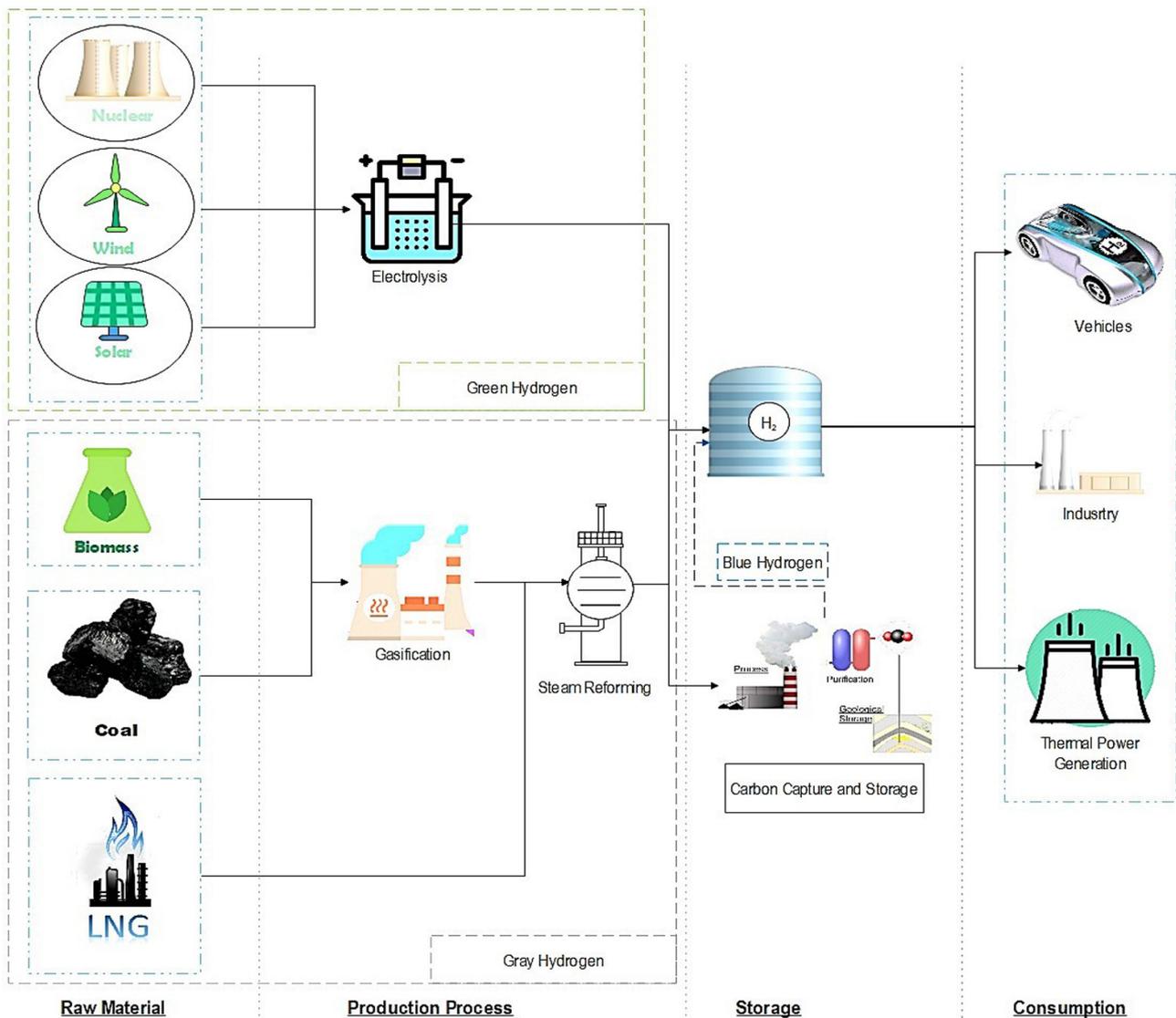


Figura 8: Schema del ciclo di produzione, accumulo e impiego dell'idrogeno da diverse fonti (fonte: [27])

4.2 – SISTEMI DI DI IMPIEGO E DI ACCUMULO

Una volta disponibile, il combustibile trova un ampio impiego per diverse applicazioni, che variano dai sistemi stazionari per la produzione di acciaio nel settore industriale, alla generazione di calore per il riscaldamento degli edifici e all'applicazione come combustibile per sistemi di trasporto.

In quest'ultimo caso, l'idrogeno viene utilizzato per numerosi veicoli da strada in sistemi a combustione interna, anche se trova una maggiore applicazione nelle celle a combustibile, ovvero in sistemi che convertono l'energia chimica del combustibile direttamente in energia elettrica. Nel settore dei trasporti le celle a combustibile sono state utilizzate principalmente in sistemi di autotrazione e solo di recente hanno trovato impiego nel settore marittimo. Le celle a combustibile possono essere classificate in base all'elettrolita, alle temperature di esercizio, al tipo di combustibile o all'impiego (Tabella 3) [12], trovando nel sistema PEMFC il modello con più margine di applicazione [6, 12]. L'efficienza media di questi sistemi varia tra il 50% e il 60%, e risultano tanto più efficienti quanto più elevate sono le temperature di esercizio; Berkehan et al. (2020) riporta che le celle a combustibile che si configurano con sistemi di cogenerazione presentano rendimenti

fino al 85% [6, 12] e configurando le celle in opportuni “stack” si possono raggiungere i livelli di potenza richiesti. Inoltre, sebbene il combustibile principale sia l'idrogeno, le celle a combustibile garantiscono il funzionamento anche se alimentate con ammoniaca, GNL o Diesel [12].

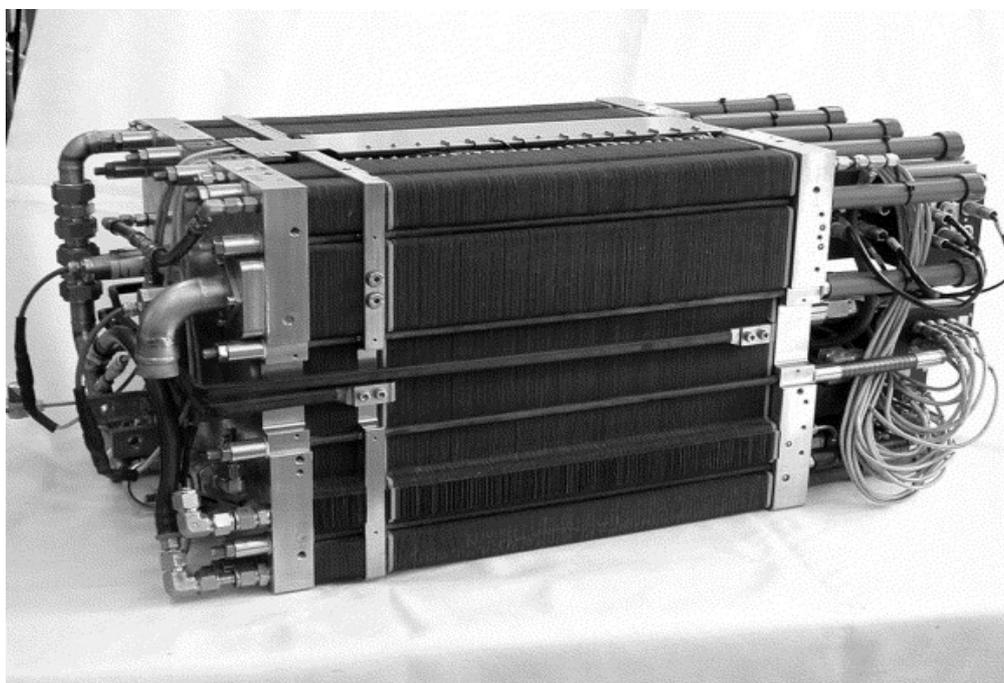


Figura 9: Modello di cella a combustibile impiegabile su mezzi marittimi (fonte: “ScienceDirect.com”)

Summary of fuel cell types (Inal and Deniz, 2018; Sharaf and Orhan, 2014; Tronstad et al., 2017; van Biert et al., 2016; Welaya et al., 2011).

Fuel Cell Type	Fuel Options	Emissions	Efficiency	Operation Temperatures
Alkaline Fuel Cell (AFC)	Hydrogen	Water	50-60 %	50–230 °C
Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)	Natural Gas, Diesel, Hydrogen	Water + CO ₂ if carbon included fuel is used.	40-50 %	150–220 °C
Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC)	Natural Gas, Diesel, Hydrogen	Water + CO ₂ if carbon included fuel is used.	30-70 %	600–700 °C
Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC)	Hydrogen	Water	40-60 %	50–130 °C
Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)	Natural Gas, Diesel, Hydrogen	Water + CO ₂ if carbon included fuel is used.	40-70 %	500–1000 °C

Tabella 3: Tipologie di celle a combustibile (fonte: [12])

Nonostante il recente ingresso nel settore dei trasporti marittimi, le celle a combustibile hanno già trovato diverse applicazioni per l'alimentazione dei servizi secondari dei mezzi marittimi in sistemi ibridi e non mancano casi di mezzi che funzionino esclusivamente a idrogeno: grazie al progetto “H2 Ports” del 2019 nel porto di Valencia sono stati testati, oltre ad una stazione di rifornimento di idrogeno, un raccogliatore di container e un trattore terminale per operazioni Ro-Ro, ovvero di carico e scarico di mezzi su ruote, entrambi realizzati con sistemi FC [32]. Un altro esempio è fornito dal sistema “FCwave” della “Ballard”, che presenta una potenza scalabile da 200 kW a diversi MW a seconda della finalità e applicabile ad un'ampia gamma di mezzi navali per rotte di breve o lunga distanza [34].

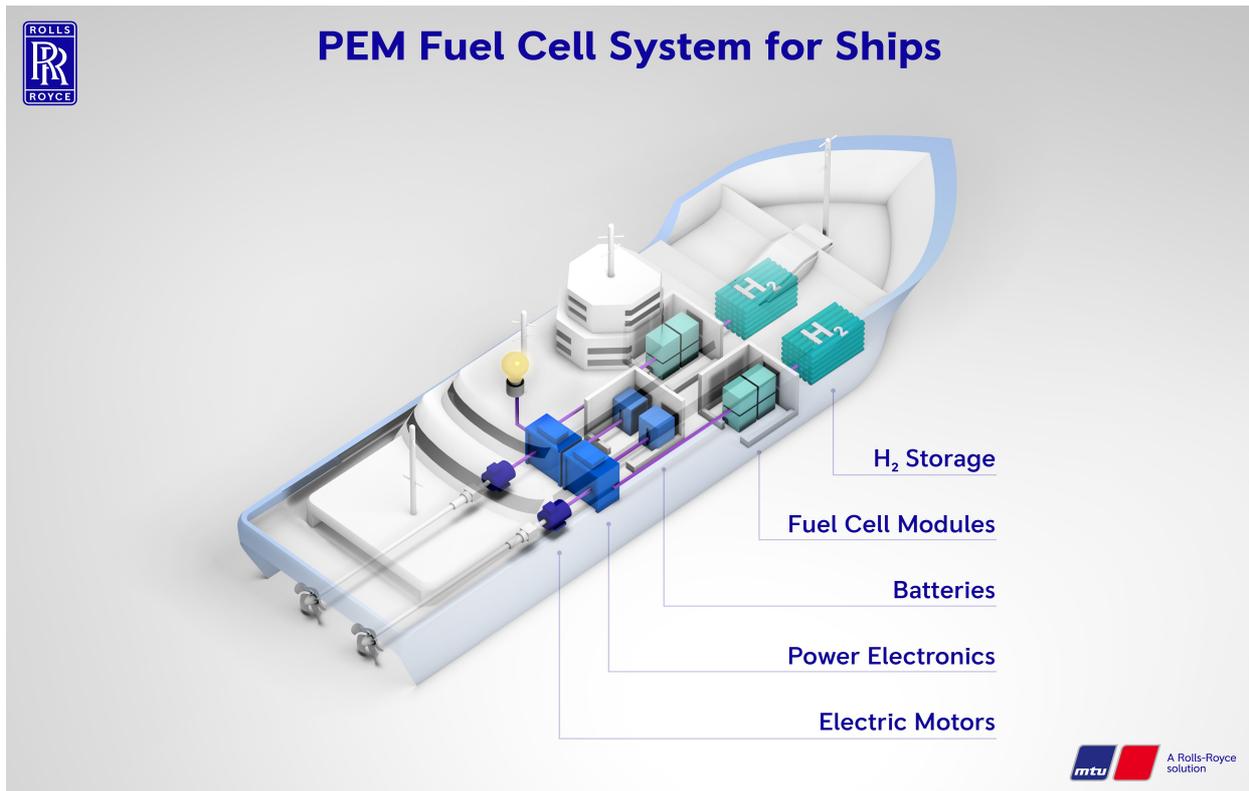


Figura 10: Schema di applicazione di sistema di cella a combustibile su imbarcazione (fonte: "mtu solutions")

Una volta prodotto, se non viene destinato ad un uso immediato, l'idrogeno viene accumulato in opportuni serbatoi metallici, all'interno dei quali viene mantenuto allo stato gassoso, in genere ad una pressione fino a 700 bar, oppure viene liquefatto attraverso un trattamento criogenico a -253°C [15], riducendo il suo volume di 800 volte [27] e aumentando di conseguenza la sua densità energetica [10]; McKinley et al. (2021) riporta un ulteriore metodo per accumulare l'idrogeno, attraverso l'utilizzo di particolari leghe metalliche con le quali si combina, formando idruri [10], che permettono di raggiungere livelli di densità energetica pari all'idrogeno liquido, ma a volume ulteriormente ridotto, anche se tali metodi sono ancora in fase di studio. Una volta accumulato, l'idrogeno può essere trasportato in diverse maniere, utilizzando autoveicoli oppure sistemi di condotte e tubi [27]; IRENA (2019) evidenzia che con le modifiche di specifiche componenti, come i sistemi di compressione e la scelta dei materiali di alcuni tratti delle condotte, i sistemi di distribuzione impiegabili per il gas naturale possono essere convertiti per distribuire idrogeno senza impiegare investimenti troppo onerosi [9], anche se tali modifiche sono ancora oggetto di studio; il progetto inglese "H21 NoE", ad esempio, ha come obiettivo di convertire l'infrastruttura del gas naturale dell'Inghilterra settentrionale per lo stoccaggio e la distribuzione di idrogeno tra il 2028 e il 2034 [9].

4.3 – AMMONIACA: PROPRIETA' E APPLICAZIONI

L'idrogeno ha molte finalità e tra queste vi è la produzione di ammoniaca (NH_3): oltre la metà dell'idrogeno prodotto viene impiegato per la realizzazione di questa sostanza. Il principale sistema per produrla avviene attraverso il processo Haber-Bosch⁸, anche se attualmente vengono condotte diverse ricerche al fine di produrla con metodi rinnovabili; a causa dell'elevato contenuto di idrogeno, alcuni non considerano l'ammoniaca come un combustibile, ma come un vettore dello

⁸ Il processo prevede, grazie ad un catalizzatore a base di ferro, di far reagire azoto e idrogeno in rapporto 1:3 alla temperatura di 550°C e alla pressione di 200-350 bar [40].

stesso (questo elaborato sostiene questo punto) [10]. Circa 80% dell'ammoniaca prodotta trova impiego come fertilizzante [15], ma negli ultimi anni ha goduto di un ampio interesse per il suo impiego come combustibile alternativo in diversi sistemi, come generatori stazionari o veicoli. Grazie alle sue caratteristiche (Tabella 4), essa risulta più facile da trattare rispetto all'idrogeno puro: può essere conservata a temperatura ambiente alla pressione di 10 bar, oppure ad una temperatura di -34°C e a pressione standard [10], per poi essere successivamente trasportata attraverso opportuni sistemi di tubi e canali e accumulata. Eventualmente, essa può essere scomposta nelle sua componenti di base attraverso il processo di “*cracking*”⁹ laddove sia necessario l'impiego di idrogeno puro ed evitare l'emissione in atmosfera di eventuali NO_x [10].

LHV [MJ/kg]	Densità di energia volumetrica [GJ/m ³]	Pressione di accumulo [bar]	Temperatura di accumulo [°C]	Efficienza FC [%]
18,6	11,3	1 / 10	20 / -34	Standard: 60 – 65 Cogenerazione: 80

Tabella 4: Proprietà fisiche dell'ammoniaca (fonte: [9, 10, 15])

L'applicazione dell'ammoniaca come combustibile marino è ancora acerba, anche se l'azienda “*Wärstilä*” sta studiando la realizzazione di un modello di nave che impieghi ammoniaca per il funzionamento di motori navali a due tempi [31] e nel 2023 è prevista la realizzazione di di una cella a combustibile a ossidi solidi per nave da 100 kW [15].

4.4 – DIFFICOLTA' TECNICHE ED ECONOMICHE

L'idrogeno viene considerato un elemento fondamentale per la transizione energetica e la tutela ambientale, ma nonostante i vantaggi che ne derivino dall'applicazione, esso è un elemento il cui trattamento implica numerose difficoltà, pertanto tutti i processi che lo coinvolgono comportano una serie di problematiche di natura tecnica ed economica.

I primi problemi riguardano i processi di produzione: IRENA (2019) riporta che la quasi totalità dell'idrogeno disponibile è ottenuto mediante processi di reforming e meno del 5% è ottenuto da processi rinnovabili [9, 15], quindi vi è una considerevole produzione di CO₂ che varia a seconda dell'idrocarburo utilizzato per il processo. Per esempio, un grammo di idrogeno prodotto dal trattamento del gas naturale produce 285 gCO₂/kWh, mentre il processo di reforming del carbone produce 675 gCO₂/kWh [9]. Il prodotto della reazione deve essere successivamente catturato e questo non solo prevede un maggiore impiego di energia per il funzionamento dei sistemi di cattura, ma riduce l'efficienza complessiva dei sistemi di produzione stessi. In più, nonostante l'evoluzione dei sistemi CCS, essi presentano un margine di inefficienza del 5% - 15%, che viene tradotta in emissioni non controllate di CO₂ in atmosfera [9].

Altre difficoltà sorgono in base alla natura stessa dell'idrogeno, poiché esso è molto volatile e infiammabile e ciò richiede di attuare numerosi accorgimenti tecnici e di salvaguardia onde evitarne la fuoriuscita e l'innescio accidentale. Vengono posti altri problemi quando viene convertito in ammoniaca che, pur non essendo altrettanto volatile, è una sostanza tossica e corrosiva e quindi richiede particolari protocolli di sicurezza per gli addetti ai lavori e materiali specifici per la realizzazione dei sistemi di accumulo [10].

⁹ Il processo di “*cracking*” avviene generalmente ad una temperatura compresa tra i 700°C e i 1100°C grazie ad un catalizzatore di nickel [41], ma studi hanno dimostrato che è possibile abbassare tali valori intorno i 400°C [10].

Dal punto di vista dell'applicazione, nonostante Berkehan et al. (2020) riporti che le celle a combustibile garantiscano il funzionamento utilizzando altri combustibili ricchi di idrogeno, come il GNL o il Diesel, esse prediligono idrogeno puro e risultano sensibili alla diversa composizione delle sostanze in questione, dimostrando un calo delle prestazioni tra il 10% e i 20%. Inoltre, la bassa densità di energia volumetrica dell'idrogeno implica la progettazione di serbatoi opportunamente dimensionati e pressurizzati per il contenimento, il che si traduce nella realizzazione di organi voluminosi e ingombranti. Mentre tali sistemi vengono già impiegati sulla terraferma con successo, la loro applicazione in sistemi marittimi che percorrono lunghe distanze è ancora in fase di studio, poiché andrebbero a compromettere le prestazioni del mezzo su cui sono installati o richiederebbero una completa riprogettazione del design dell'imbarcazione in questione; per questo motivo l'idrogeno viene destinato a navi di piccola taglia o che percorrono brevi tratte. Ulteriori difficoltà sorgono nel momento in cui vi sia la necessità di accumulare l'idrogeno in forma liquida, poiché sebbene in tale stato presenti una maggiore densità energetica, la sua liquefazione comporta un aumento del costo di energia pari al 30% del contenuto energetico del combustibile [10]; esso può essere eventualmente convertito in altre sostanze, come l'ammoniaca o il metanolo, per rendere le condizioni di accumulo e trasporto più maneggevoli, ma la convenienza di tale metodo è ancora oggetto di discussione.

Inoltre, da un punto di vista economico, l'idrogeno risulta una delle sostanze più costose del mercato energetico e il suo costo aumenta in funzione delle fonti e dei processi con cui viene estratto. Come mostra la Figura 11, anche se negli ultimi tempi l'impiego di fonti rinnovabili per i processi di elettrolisi, soprattutto se prodotta da energia eolica, hanno costituito un'opzione sempre più conveniente e a impatto zero, i processi attualmente più convenienti per la produzione di idrogeno risultano quelli che prevedono il trattamento dei combustibili fossili, in particolare il reforming del gas naturale.

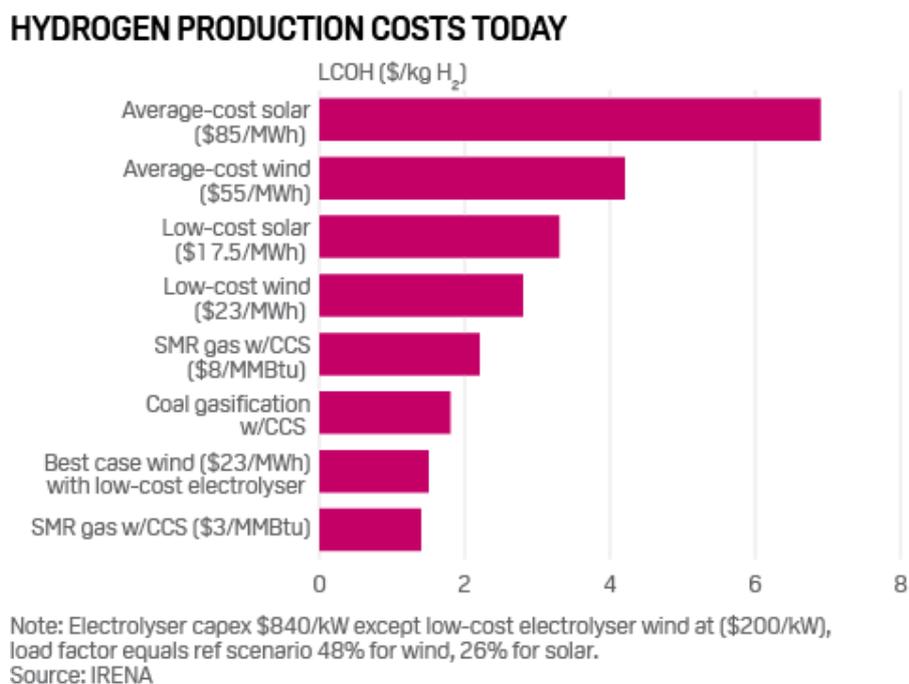


Figura 11: Costi di produzione dell'idrogeno da diverse fonti (fonte: "IRENA")

4.5 – CONCLUSIONI

Circa 900 milioni di tonnellate di CO₂ vengono prodotte annualmente per la produzione di idrogeno da idrocarburi [36], perciò la produzione da elettrolisi risulta il metodo più indicato per garantirne la disponibilità e limitare nel contempo la produzione di inquinanti. Il processo più indicato in quest'ambito risulta essere quello da eolico, perché garantisce minori spese sia economiche sia energetiche. Vi è poi il problema nella scelta di conversione dell'idrogeno, in modo da semplificarne il trattamento e il trasporto: Inal et al. (2022) suggerisce che l'ammoniaca risulti la sostanza più indicata a tale scopo, perché presenta parametri meno vincolanti in termini di densità energetica, temperatura e pressione di accumulo, ma anche una maggiore temperatura di autoignizione ed un minore limite di infiammabilità, che ne riduce il rischio di innesco ed esplosione (Tabella 5) [15]. Inoltre, come riportato in Tabella 6, i sistemi FC che ne fanno uso presentano valori di efficienza simili ai sistemi che utilizzano l'idrogeno puro come combustibile, sia che essi operino in condizioni standard sia che impieghino sistemi di recupero termico. Tuttavia, l'ammoniaca risulta ben più tossica dell'idrogeno, quindi il suo trattamento richiede comunque particolari attenzioni; inoltre, sebbene siano in studio processi per produrla da fonti rinnovabili, il metodo Haber-Bosch risulta il più impiegato per la produzione di NH₃ ed esso richiede la sintesi di gas naturale, carbone, combustibili pesanti e nafta [15], comportando dunque la produzione di gas serra¹⁰ e il suo impiego come combustibile produce NO_x. In più, la sua eventuale riconversione mediante cracking richiede ulteriori spese energetiche. Quindi, l'impiego di idrogeno puro garantisce minori emissioni LCA se prodotto da rinnovabili (Tabella 6), mentre la sua combustione diretta non produce alcun inquinante. Inoltre, rispetto all'ammoniaca, esso presenta una maggiore differenziazione di impieghi e una maggiore maturità tecnologica nei sistemi che fanno uso, anche nel settore marittimo, che secondo McKinlay et al. (2021) richiederebbe un incremento della produzione del 171% rispetto l'ammoniaca, che ne richiederebbe invece il 391%, per soddisfare la domanda della flotta mondiale [10]. Inoltre, paesi come Marocco e Qatar vengono tenuti sempre più in considerazione per la produzione di idrogeno verde da fotovoltaico a bassi costi [14, 27]; IRENA (2019) stima che il costo dell'idrogeno verde diminuirà progressivamente fino a diventare competitivo con i combustibili fossili entro il 2030 [6], per poi diventare ancora più conveniente entro il 2050 (Figura 12).

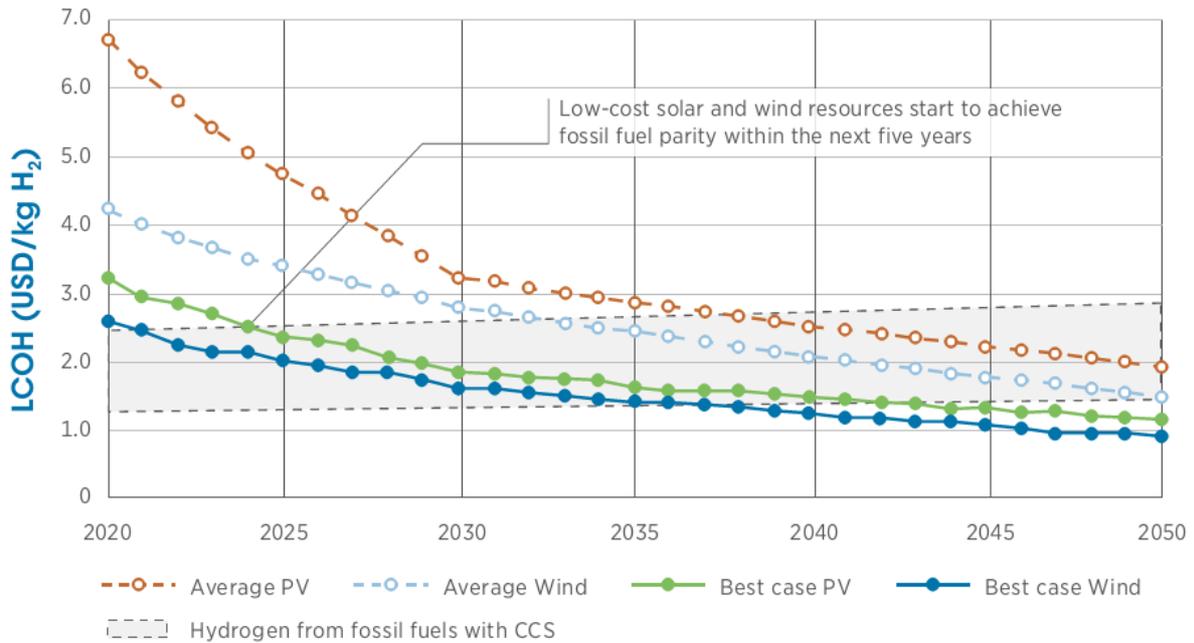
Proprietà	Idrogeno	Ammoniaca
LHV	120,1	18,6
Densità di energia [GJ/m ³]	Gas compresso: 2,1 Liquido: 8,54	11,3
Temperatura di accumulo [°C]	Gas compresso: 25 Liquido: -253	25 / -34
Pressione di accumulo [bar]	Gas compresso: 300 Liquido: 1	1 / 10
Temperatura di auto ignizione [°C]	571	651
Limite di infiammabilità [Vol. %]	4 - 75	16 - 25
Velocità di fiamma [m/s]	3,51	0,15
Tossicità	Non tossico	Altamente tossica

Tabella 5: Proprietà per il trattamento dell'idrogeno e dell'ammoniaca (fonti: [8, 9, 15])

¹⁰ La produzione di ammoniaca copre da sola il 1% delle emissioni globali di CO₂ e il 2% del consumo energetico mondiale [10].

Parametro	Idrogeno	Ammoniaca
Efficienza produzione da elettrolisi [%]	76 - 86	60
Efficienza ICE [%]	40 - 50	40
Efficienza FC [%]	Standard: 50 – 60 Cogenerazione: 85	Standard: 60 – 65 Cogenerazione: 80
Vita utile FC [h]	10000 - 90000	10000 - 90000
Costo del carburante [€/kWh]	153	120
Costo accumulo a bordo [€/kWh]	1,29 – 1,71	0,23 – 0,29
Costo FC stack [\$/kW]	45	45
Emissioni LCA [gCO ₂ /MJ]	Energia dalla rete: 139 Da eolico: 2,59 – 20,74 Da PV: 6,67 – 66,67	Energia dalla rete: 173 Da eolico: 3,24 – 25,93 Da PV: 8,83 – 88,33

Tabella 6: Efficienze e costi dei processi di impiego dell'idrogeno e dell'ammoniaca (fonti: [8, 9, 10, 15])



Note: Remaining CO₂ emissions are from fossil fuel hydrogen production with CCS.

Electrolyser costs: 770 USD/kW (2020), 540 USD/kW (2030), 435 USD/kW (2040) and 370 USD/kW (2050).

CO₂ prices: USD 50 per tonne (2030), USD 100 per tonne (2040) and USD 200 per tonne (2050).

Figura 12: Stima dei costi di produzione dell'idrogeno da diverse fonti (fonte: [9])

5 – BIOCOMBUSTIBILI

In questo capitolo vengono trattati i biocombustibili e le proprietà che ne costituiscono una valida alternativa agli idrocarburi marini tradizionali. Dopo aver presentato le caratteristiche comuni alle varie tipologie di biocombustibili, la trattazione approfondisce quelle sostanze che trovano una maggiore applicazione nel settore marittimo, presentandone i principali processi di produzione e di applicazione. Infine, vengono riportati i dati degli studi che mostrano i limiti delle applicazioni di queste fonti alternative, ricavandone poi le dovute conclusioni.

5.1 – CARATTERISTICHE E PROPRIETA'

Con il termine “biocombustibili” ci si riferisce ad una vasta gamma di sostanze che sono ottenute principalmente dal trattamento di sostanze di origine vegetale. Questi combustibili alternativi presentano un vasto assortimento di materie prime da cui attingere: le biomasse di origine vegetale sono le più impiegate per la loro realizzazione, spaziando dalle lignocellulose a quelle saccarifere, dalle amidacee alle oleaginose. Dalle piante in questione vengono estratte le sostanze necessarie per la realizzazione del biocombustibile, oppure vengono impiegate nella loro totalità e successivamente lavorate con processi biochimici o termochimici per ottenere il prodotto desiderato; i biocombustibili realizzati in questa maniera vengono definiti “di prima generazione”. Un'altra categoria, detta “di seconda generazione”, raggruppa tutti quei biocombustibili ottenuti dalla lavorazione dagli scarti di attività agricole e alimentari, ma anche dal trattamento del gas naturale e delle acque reflue. In genere si prediligono tutte quelle biomasse che presentano un'alta densità energetica e che richiedono minori trattamenti e per questo motivo tutte le biomasse da cui possono essere estratti oli e grassi, i cosiddetti FOGs, sono tenute in grande considerazione.

I biocombustibili di prima generazione hanno già trovato largo impiego nel settore dei trasporti su strada venendo miscelati con gli idrocarburi tradizionali. La loro concentrazione varia in funzione del combustibile scelto, dalla configurazione dei motori in cui viene impiegato, dalle condizioni in cui avviene la combustione e dalle regolamentazioni imposte¹¹. La tecnologia impiegata per la loro produzione ha già raggiunto la maturità commerciale e la possibilità di essere miscelati con gli idrocarburi tradizionali ne permette l'impiego nei motori a combustione interna tradizionali, senza comprometterne significativamente le prestazioni né le componenti.

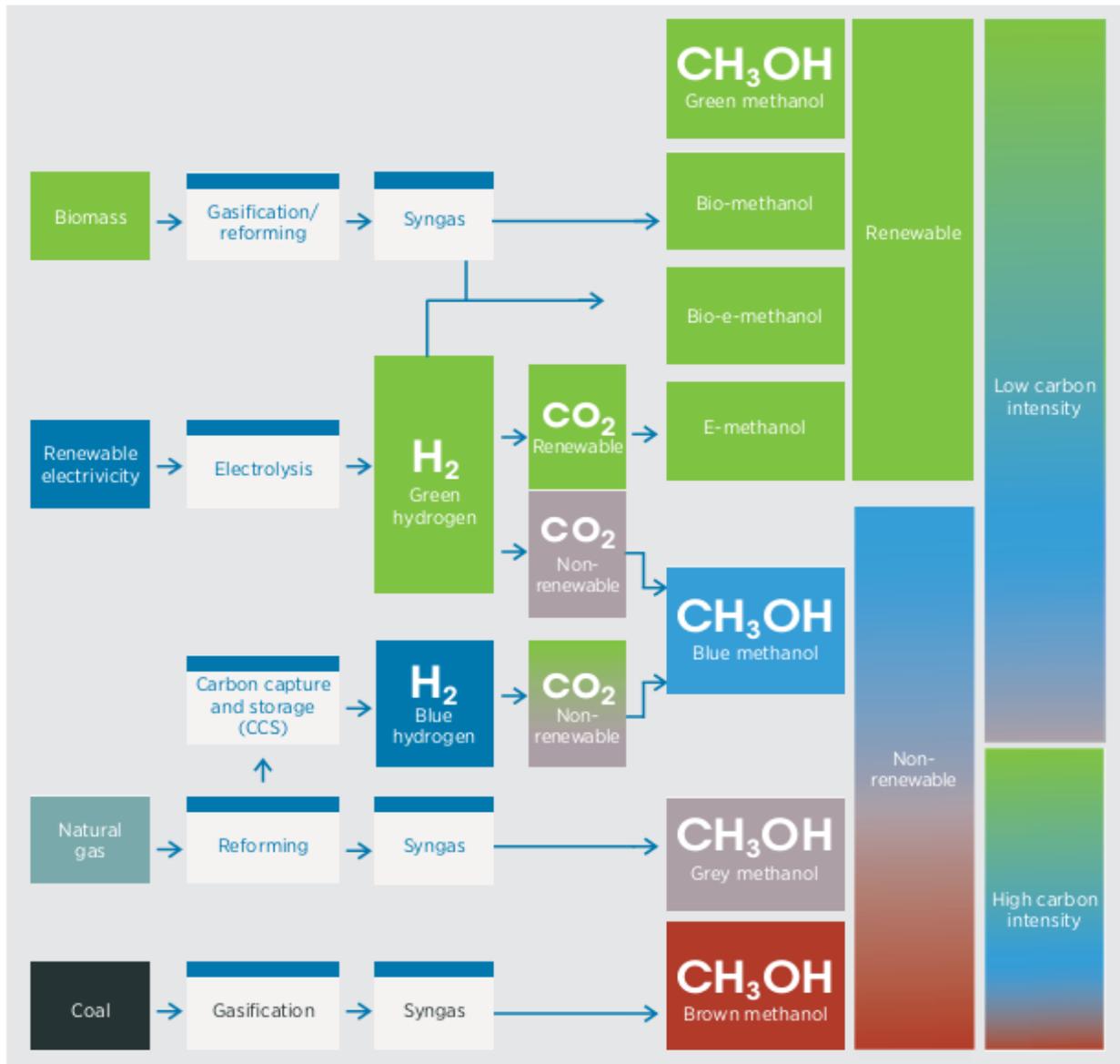
Da un punto di vista ambientale, l'impatto che l'insieme dei processi di coltivazione, lavorazione e combustione dei biocombustibili presenta valori non sempre omogenei, dovuti alla natura degli studi coinvolti e dalle materie prime prese nelle analisi. Tuttavia, la domanda di biocombustibile è destinata a crescere poiché presentano emissioni dirette più contenute rispetto agli idrocarburi tradizionali, in particolar modo se di seconda generazione: il ICCT (2020) riporta studi condotti sulle emissioni dirette da utilizzo di biocombustibili i quali verificano che l'utilizzo di residui forestali per la produzione di metanolo di seconda generazione permette un risparmio sulle emissioni di gas serra del 70%, mentre l'uso di FOGs, in particolare dell'olio da cucina esausto, permette di ridurre del 80% le emissioni rispetto agli idrocarburi marini tradizionali [17].

La conclusione di questi studi ha messo in evidenza che l'impiego di biocombustibili di seconda generazione, seguendo un'analisi LCA standardizzata, può contribuire alla riduzione delle emissioni da parte dei trasporti marittimi.

¹¹ Negli USA, ad esempio, i biocombustibili vengono miscelati per il 5% - 10%, l'Unione Europea ha un tasso di miscelazione del 7%, mentre in Indonesia tale valore arriva a 30% [17].

5.2 – TIPOLOGIE E APPLICAZIONI

Figure 19 **The methanol production process**



Source: IRENA (2021a)

Figura 13: Processi di produzione del metanolo (fonte: [9])

Uno studio compiuto nel 2020 dal *“International Council for Clean Transport”* identifica 5 potenziali biocombustibili che presentano le migliori caratteristiche in termini di emissioni di gas serra e compatibilità tecnologica che li rendono una scelta ottimale per l'applicazione nel settore del trasporto marittimo.

Il biometanolo (CH₃OH) è uno dei biocombustibili più noti e anche uno di quelli che trova le maggiori applicazioni. Esso viene prodotto in molteplici metodi (Figura 13), come il trattamento di biomasse, soprattutto lignocellulose, anche se il processo più utilizzato consiste nel reforming del carbone e del gas naturale¹², il cui trattamento prevede anche l'utilizzo di sistemi CCS. Il metanolo

¹² Nel caso in cui il metanolo viene prodotto da carbone, esso viene definito “brown methanol”, mentre se viene prodotto dal gas naturale, allora si parla di “grey methanol” [6].

si presenta allo stato liquido alla pressione atmosferica e contiene il minore quantitativo di particelle di carbonio e il maggiore quantitativo di idrogeno rispetto agli altri combustibili, suggerendone un valido impiego come vettore di quest'ultimo; inoltre, esso può essere immagazzinato a condizioni ambientali, rendendo il suo stoccaggio meno impegnativo del gas naturale. A seconda della materia prima impiegata, il ciclo di produzione del metano corrisponde a 10 gCO₂e/MJ o 30 gCO₂e/MJ¹³ [19], riducendo il livello delle emissioni LCA di gas serra oltre il 70% rispetto agli HFO con una produzione da residui forestali [17]. La tecnologia che ne prevede l'utilizzo viene valutata come matura ed infatti il metano viene già impiegato come combustibile marino in sistemi FC, ma soprattutto in ICE; in quest'ultimo caso, esso viene applicato come combustibile dalla nave svedese "Stena Germanica", dalla potenza di 24 MW attraverso un motore a quattro tempi, permettendo una riduzione delle emissioni di SO_x del 99% e di NO_x del 60% [42].

Dei biodiesel liquidi, il FAME (Fatty Acid Methyl Esters) risulta tra i più impiegati e presenta caratteristiche simili al diesel tradizionale [6]. Esso viene realizzato dal trattamento dei FOGs, dagli oli di origine vegetale o dagli scarti della ristorazione, riducendo le emissioni di SO_x e di PM fino al 90%, di NO_x fino al 29% e dei prodotti LCA fino al 50% [17], ma può essere ottenuto anche dalla lavorazione del gas naturale. Esso può essere miscelato con combustibili tradizionali, con concentrazioni che variano a seconda dell'impiego, fino ad un massimo del 30%, riducendo le emissioni da combustione del 18%.

Un altro biocombustibile liquido di grande impiego è il diesel HVO (Hydrotreated Vegetable Oil)¹⁴, anch'esso ottenuto dalla lavorazione degli oli di scarto o estratti da piante e può essere impiegato direttamente come combustibile oppure miscelato con combustibili più tradizionali, riducendo le emissioni di NO_x fino al 20%, di PM del 30% e senza produrre SO_x [17].

Il diesel FT (Fischer - Tropsch) è ottenuto dalla lavorazione di biomasse lignocellulose di origine naturale o ottenute da attività agricole, ma anche dal trattamento del gas naturale, per il quale presenta la maggiore maturità tecnologica. Tuttavia, sebbene esso presenti meno applicazioni pratiche di altri concorrenti, garantisce un impiego al 100% in motori tradizionali senza apportare modifiche agli impianti esistenti [6], permettendo una riduzione delle emissioni del 78% se utilizzato in sostituzione di HFO [17].

Il DME (Dimethyl Ether), rispetto agli altri biocombustibili, presenta una maggiore varietà di processi che ne garantiscano la produzione: può essere ottenuto dalla gassificazione di vegetali lignocellulosi in gas di sintesi, prodotto da reforming di gas naturale, ma anche da processi elettrolitici; si presenta come un combustibile gassoso, ma che può essere liquefatto con una pressione di 5 bar [19]. Ha un LHV di 28,9 MJ/kg, il che lo rende più compatibile del metanolo con i motori a combustione interna [6, 19], oppure viene impiegato in miscele con altri combustibili fino al 40% per il funzionamento di sistemi marittimi attraverso sistemi integrati; impiegato in sostituzione degli idrocarburi marini, riduce le emissioni di NO_x del 60% e non produce alcun SO_x [17].

13 In confronto, le emissioni di HFO corrispondono a 85 gCO₂e/MJ [19].

14 Viene definito HRD (Hydrotreating Renewable Diesel) da [17].

Figure 13 Differences in feedstock and production methods for alternative liquid fuels

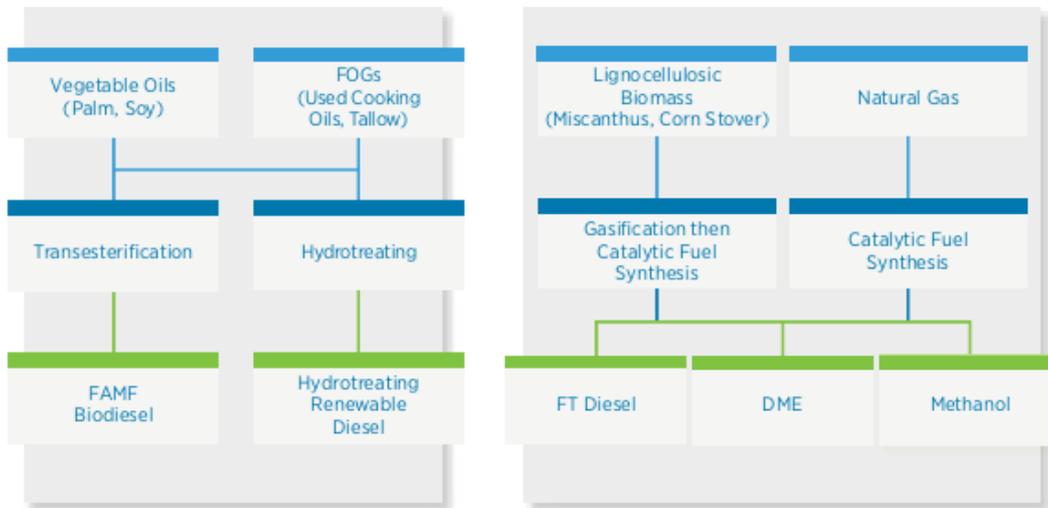


Figura 14: Processi di produzione dei biocombustibili liquidi (fonte: [9])

Esistono anche tipologie di biocombustibile marino in forma gassosa, come il biogas compresso, il biogas liquefatto e il metano sintetico [6]. I primi due sono ottenuti dalla lavorazione del biogas, a sua volta ottenuto attraverso il processo di digestione anaerobica¹⁵ dagli scarti delle biomasse agricole o alimentari [19], al termine del quale il gas di sintesi prodotto viene separato dalla CO₂ e dagli altri prodotti residui non necessari; al termine del processo il biogas ottenuto viene compresso a 200 bar o liquefatto a -162 °C. Un altro processo per la produzione di biogas avviene sottoponendo la biomassa al processo di gassificazione e successivamente trattando il syngas ottenuto attraverso la metanogenesi, ottenendo così il metano sintetico. Una volta disponibile il biogas può essere miscelato con altri combustibili in modo da limitarne le emissioni, senza apportare modifiche alle componenti del motore, oppure essere utilizzato nella sua interezza come combustibile alternativo. Nel 2020, la collaborazione di Svezia e Finlandia ha portato la compagnia “ESL Shipping Oy” a realizzare la nave “Viikki”, inizialmente realizzata con alimentazione di LNG, ma che con alcune modifiche può ora essere completamente alimentata con biogas compresso [43].

LHV [MJ/kg]	Densità di energia [GJ/m ³]	Pressione di accumulo [bar]	Temperatura di accumulo [°C]	Contenuto di metano [%]	Produzione annua [EJ]	Emissioni da produzione [gCO ₂ e/MJ]
46	Gas compresso: 7,2 Liquido: 21,2	Gas compresso: 200 Liquido: 1	Gas compresso: 1 Liquido: -162	Gas: 40 – 75 Liquido: 99	Gas: 1,33 Liquido: 0,22	20

Tabella 7: Proprietà del biogas (fonte: [9, 19])

¹⁵ E' un processo che prevede la decomposizione della materia prima da parte di microorganismi in assenza di ossigeno.

5.3 – OSTACOLI TECNICI ED ECONOMICI

Tra le tipologie di biocombustibili più controverse, quelli di prima generazione presentano le caratteristiche meno favorevoli poiché risultano insostenibili nel lungo periodo, andando a gravare sui terreni coltivabili e sulle forniture alimentari [6, 19].

Un problema non trascurabile poi è legato alla disponibilità dei biocombustibili e alla reperibilità delle materie prime; essi, infatti, si degradano più velocemente dei combustibili tradizionali e ciò rende non solo più difficile il loro stoccaggio, che generalmente viene consigliato per tempi non superiori ai 6 mesi [17], ma richiede una continua attività per disporre di sostanze riconvertibili e che non sono sempre disponibili nelle quantità richieste.

Il problema più grave di queste fonti alternative, però, riguarda il metodo di analisi LCA impiegato e il livello di gas serra emessi dalla loro attività: gli studi sulle emissioni complessive dei processi di produzione sono numerosi, ma non sempre i criteri su cui fanno riferimento sono i medesimi, poiché molti considerano esclusivamente le emissioni prodotte dalla combustione diretta, mentre altri prendono in considerazione anche le emissioni indirette (ILUC), che considerano la domanda di terreno coltivabile e portando a risultati contrastanti. Per di più, in base alla materia prima utilizzata per produrre un determinato biocombustibile, si riscontrano livelli di gas serra superiori a quanti prodotti dalla combustione di HFO. Per dare alcuni esempi, a seconda del metodo di analisi adottato, le emissioni per la produzione di FAME sono stimate da 22 gCO₂e/MJ a oltre 110 gCO₂e/MJ¹⁶[17], mentre altre analisi LCA, invece, mettono in evidenza che biocombustibili di prima generazione possono produrre quantitativi di gas serra paragonabili ai combustibili marini pesanti [6]. L'impiego di gas naturale per la produzione metano, invece, presenta livelli di emissioni superiori agli HFO del 15%, mentre se viene utilizzata la soia per realizzare diesel FAME, addirittura, si evidenziano livelli di emissioni superiori del 25% rispetto gli HFO [17].

Infine, nonostante le materie prime di origine vegetale necessarie per la produzione di biocombustibile possano essere facilmente reperibili, i biocombustibili risultano in media più costosi dei normali idrocarburi marini: Murkherjee et al. (2020) riporta che il FAME può arrivare a costare 22 €/GJ, il biometanolo 25 €/GJ, cioè oltre 1,5 volte il metanolo fossile e allo stesso valore può arrivare a costare il DME. Il biogas, invece, a seconda del processo di lavorazione del gas naturale, può costare tra i 20 €/GJ e i 30 €/GJ¹⁷, che è tra le 4 e le 6 volte il costo del GNL tradizionale (5 €/GJ) [19].

5.4 – CONCLUSIONI

Tra le tipologie di biocombustibili, quelli di seconda generazione risultano la soluzione migliore, ma molti di essi sono il risultato del trattamento dei combustibili fossili, in quanto facilmente trattabili, disponibili e poco costosi (Tabella 9). Tuttavia, esistono processi per la produzione di biocombustibili attraverso la lavorazione delle biomasse vegetali e degli scarti organici che permettono una significativa riduzione delle emissioni di gas serra, per un valore compreso tra il 70% e il 100% [17] e che possono essere ulteriormente sostenuti dall'utilizzo di sistemi CCS [19]. Un biocombustibile potenzialmente rivoluzionario è il diesel FT, il quale presenta caratteristiche

¹⁶ L'analisi LCA dei processi di estrazione, lavorazione e combustione di idrocarburi destinati a mezzi marittimi indica un livello di emissioni di 90 gCO₂e/MJ [19].

¹⁷ Il costo viene differenziato in base al processo di produzione adottato, ovvero se il biogas è stato prodotto con digestione anaerobica o gassificazione.

simili agli idrocarburi tradizionali (Tabella 8) e livelli di emissioni LCA pressoché nulle se la materia prima impiegata è di origine vegetale (Figura 15). Tuttavia, la scarsa maturità tecnologica e la forte dipendenza dai combustibili fossili per la produzione indicano che non sarà applicabile come combustibile alternativo nel breve termine. Attualmente, la soluzione migliore viene fornita dal biometanolo [19] poiché, sebbene sia più costo della sua controparte fossile, risulta il biocombustibile con la maggiore maturità tecnologica, le maggiori applicazioni e i minori costi (Tabella 9), venendo applicato sia in sistemi ICE sia in FC e riducendo le emissioni LCA di oltre il 70% se prodotto da biomasse vegetali. Secondo l'IEA, la domanda di biocombustibili crescerà del 28% nel periodo 2021 – 2026 [37] e ciò può garantire una riduzione dei costi delle materie prime, dei processi produttivi e dei combustibili stessi, permettendo un maggiore utilizzo di quelle sostanze che presentano le caratteristiche migliori, garantendo nel contempo uno sviluppo dei processi e delle applicazioni delle sostanze con più potenziale; Brown et al. (2020) suggerisce che, con le dovute strategie di medio e lungo termine (10 – 15 anni e oltre), i costi dei biocombustibili possono scendere fino a 12 €/GJ se prodotti da biomasse vegetali o 8 €/GJ se ottenuti dalla lavorazione di scarti [38].

Caratteristica	Biometanolo	DME	FAME	HVO	Diesel FT	Biogas
LHV [MJ/kg]	20,1	28,9	37,5	44	43	46
Densità di energia [GJ/m ³]	15	21,24	32,7	33,8	33,8	Gas: 7,2 Liquido: 21,2
Tasso di miscelazione [%]	/	40	≤ 30	≤ 100	≤ 100	≤ 100

Tabella 8: Caratteristica dei principali biocombustibili (fonte: “etipbioenergy.eu”, [6, 8, 19])

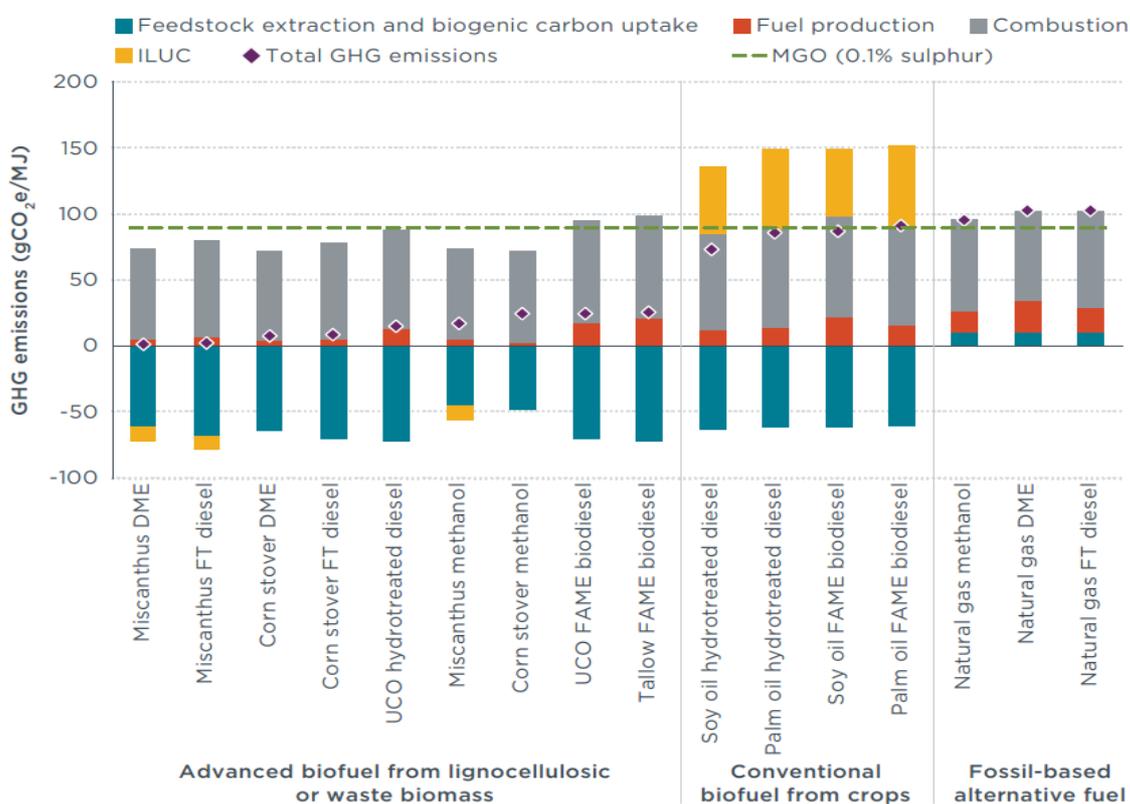


Figura 15: Emissioni LCA dei biocombustibili ad uso marittimo (GWP100) (fonte: “theicct.org”)

Fuel pathway	Feedstock	Estimated production cost		Fossil fuel price		Price multiple	Reference
		\$/L	\$/MJ	\$/L	\$/MJ		
FAME Biodiesel	Vegetable oil, waste FOGs	\$0.75 to \$1.25	\$0.02 to \$0.035	\$0.57	\$0.016	1.3 to 2.2	Brown et al., 2020; Moriarty et al., 2018
HVO	Vegetable oil, waste FOGs	\$0.84 to \$1.38	\$0.024 to \$0.039			1.5 to 2.4	Pearlson, Wollersheim, & Hileman, 2013; (S&T) ² Consultants Inc., 2018
FT diesel	Lignocellulosic biomass	\$0.85 to \$2.36	\$0.024 to \$0.066			1.5 to 4.1	Brown et al., 2020; Swanson et al., 2010
Methanol	Lignocellulosic biomass	\$0.33 to \$0.59	\$0.021 to \$0.037			1.3 to 2.3	Brown et al., 2020
Methanol	Natural gas, coal	\$0.22 to \$0.41	\$0.014 to \$0.026			0.9 to 1.6	Methanex, 2020
DME	Natural gas, coal	\$0.27 to \$0.40	\$0.014 to \$0.021			0.9 to 1.3	CEIC Global Database, 2020

Tabella 9: Costi dei processi produttivi dei biocombustibili ad uso marittimo (fonte: [17])

6 – ELETRIFICAZIONE DEI SISTEMI MARITTIMI

In questo capitolo vengono affrontate le tipologie dei sistemi di alimentazione elettrici applicati sui mezzi navali. Dopo aver presentato le caratteristiche e le proprietà di ciascuna categoria, vengono descritti gli ostacoli tecnici ed economici che ne limitano lo sviluppo, in seguito ai quali vengono tratte le dovute conclusioni.

6.1 - INTRODUZIONE

Un' ulteriore soluzione al problema delle emissioni è quella di elettrificare i mezzi marittimi: a seguito del rapido sviluppo della transizione elettrica degli autoveicoli, anche il trasporto marittimo sta pianificando di elettrificare sempre di più i mezzi navali e portuali, puntando sull'impiego di batterie e sistemi elettrici per la generazione di energia, ma anche per sostenere le diverse operazioni di trasporto e logistica.

L'energia elettrica necessaria al funzionamento dei mezzi marittimi può essere prodotta da più sistemi: il metodo più tradizionale consiste nell'utilizzare batterie, cioè accumulatori di energia elettrica che impiegano l'energia in esse contenuta per soddisfare i servizi richiesti. Altri sistemi prevedono l'allacciamento alla rete elettrica del porto per sostenere i servizi secondari delle imbarcazioni. In generale, l'elettricità necessaria all'alimentazione dei sistemi è garantita dagli impianti termochimici, anche se i sistemi favoriti risultano quelli che utilizzano fonti rinnovabili, dato che non producono alcun inquinante. Infatti, esistono particolari sistemi nautici che prevedono l'alimentazione del mezzo impiegando opportuni generatori eolici o fotovoltaici montati sul mezzo; sebbene la realizzazione di questi sistemi sia ancora in fase di studio, essi permettono una continua alimentazione del mezzo a impatto zero e permettono la conversione dell'energia prodotta in eccesso grazie a degli elettrolizzatori installati a bordo [18].

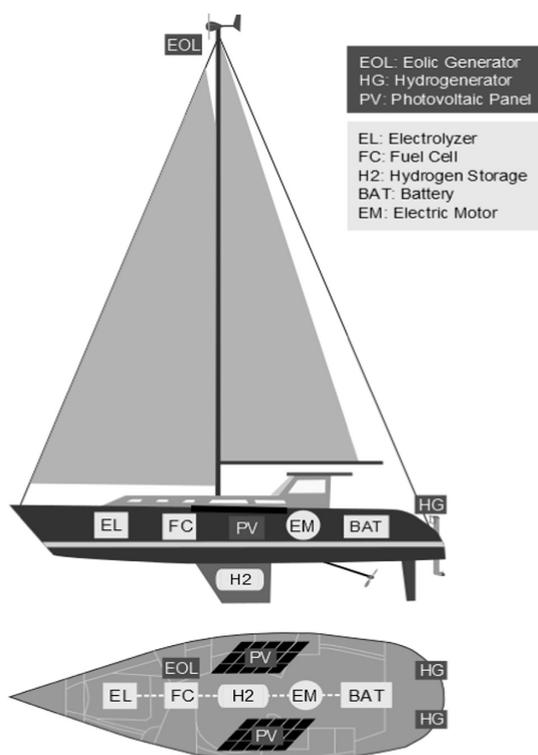


Figura 16: Schema concettuale di una barca a vela a emissioni zero (fonte: [18])

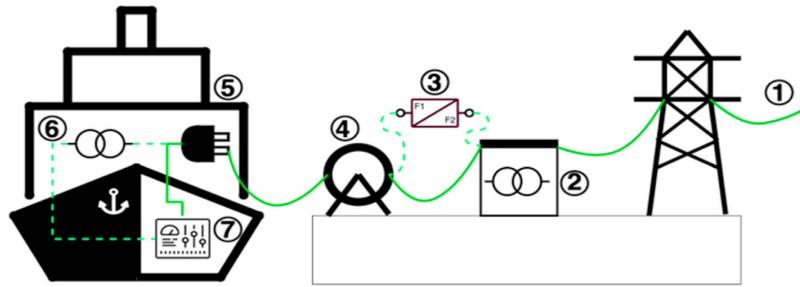
Una nota particolare va attribuita al combustibile nucleare, che viene classificato come una fonte energetica non inquinante, poiché il suo sfruttamento di per sé non produce alcun gas serra; inoltre, presenta una tecnologia già matura in diversi ambiti, soprattutto in quello civile, grazie alle centrali per la produzione di energia elettrica, ma trova applicazione anche in quello militare, attraverso l'impiego di sottomarini. Tuttavia, vista l'esclusività dell'applicazione, gli elevati costi di realizzazione, le difficoltà tecniche che si riscontrano nel trattamento dei prodotti e soprattutto lo scarso interesse suscitato dall'opinione comune, questa risorsa viene raramente associata all'applicazione di veicoli e mezzi marittimi in ambito civile.

6.2 - COLD IRONING

Nel momento in cui una nave sosta in un porto, essa spegne i suoi motori principali e impiega sistemi secondari per garantire la continuità dei servizi di bordo, quali le operazioni di carico e scarico delle merci, il riscaldamento e l'illuminazione, generando così ulteriori emissioni. Il *“Fourth IMO GHG emissions”* evidenzia che il 16% delle emissioni navali avvengono proprio quando il mezzo è ancorato oppure fermo nei porti [2]; quantitativamente, una nave da crociera attraccata in banchina per dieci ore produce la stessa quantità di CO₂ di 25 automobili di media cilindrata in un anno [20], influenzando anche sulla qualità dell'aria dei cittadini che vivono in prossimità delle zone portuali.

Il *“cold ironing”* è uno dei metodi maggiormente impiegati per elettrificare i sistemi portuali: esso consiste nell'elettrificare le banchine, permettendo di collegare le navi che sostano nei porti ad una linea elettrica mediante un sistema di cavi, garantendo così la continuità dei servizi secondari delle imbarcazioni [20]. Come mostra lo schema riportato in Figura 17, un impianto per il cold ironing trae l'energia necessaria per l'alimentazione del mezzo marittimo dalla rete elettrica locale; dal momento che esistono diversi modelli di imbarcazioni, ciascuno con il proprio fabbisogno energetico che varia da pochi kW, per le imbarcazioni di piccola taglia, a decine di MW, per le navi di grandi dimensioni, vengono impiegati dei trasformatori che operino a diversi livelli di tensione in modo da fornire la potenza richiesta. Infine, dal momento che le navi attraccate possono operare a frequenze diverse dalla rete elettrica locale, vale a dire a 50 Hz o a 60 Hz [20], l'installazione di convertitori permettono di adattare le frequenze e permettere così le operazioni necessarie.

Il primo vantaggio nell'impiego del cold ironing è la riduzione delle emissioni da parte delle navi attraccate alle banchine e che possono addirittura venire annullate se l'elettricità necessaria all'alimentazione deriva da fonti rinnovabili. In più, il cold ironing permette di mitigare le vibrazioni e i rumori prodotti dai motori delle navi, migliorando la qualità della vita dei residenti delle aree portuali. Sciberras et al. (2015) ha dimostrato che un modello di impianto centralizzato, dotato di un singolo convertitore di frequenza, permetterebbe l'alimentazione di più banchine contemporaneamente, con il risultato di ottimizzare le tempistiche operazionali [24] e di minimizzare l'utilizzo del generatore di bordo e di conseguenza la domanda energetica.



Legend	
1: On-shore power source	6: On-board transformer (if needed)
2: On-shore transformer	7: On-board control pannel
3: On-shore frequency transformer (If needed)	Link: ———
4: On-shore connecting equipment	Alternative link (If needed): - - - - -
5: On-board connector	

Figura 17: Schema di un'infrastruttura "cold ironing" (fonte: [22])

	Gothenburg	Los Angeles	Marsiglia
Proprietà	Port of Gothenburg	Municipality of Los Angeles	Stato Francese
Operatore	Port of Gothenburg	Los Angeles Board of Harbour Commisioners	Grand Port Maritime de Marseille
Anno installazione	1989	2004	2017
Punti connessione	6 (+1 pianificato)	75 (dato del 2018)	3 (+1 in costruzione)
Tipo imbarcazioni	Ro-Ro, traghetti portacontainer	Portacontainer, navi da crociera	Traghetti
Voltaggio/frequenza	11/6.6/0.4 kV 60/50 Hz	11/6.6 kV 60 Hz	11 kV 50 Hz
Capacità massima	6.0/2.5/2.0/1.25/1.0 MW	15 MW	N/A
Misure di supporto	<ul style="list-style-type: none"> > Sconti su oneri portuali > Tariffe elettriche senza margine > Finanziamento pubblico dell'infrastruttura 	<ul style="list-style-type: none"> > Obblighi regolatori (California Air Resources Board) > Accordi e finanziamenti ad armatori per retrofit 	<ul style="list-style-type: none"> > Coinvolgimento diretto degli armatori > Fondi pubblici per l'infrastruttura

Tabella 10: Caratteristiche degli impianti cold ironing dei porti di Gothenburg. Los Angeles e Marsiglia (fonte: [20])

6.3 – BATTERIE

L'impiego di batterie per i mezzi navali ha goduto di un rapida crescita negli ultimi decenni, dovuta in non poca parte alla ricerca e allo sviluppo tecnologico operato in tale ambito: molti studi concordano che l'applicazione di batterie ad uso marittimo garantiscono una riduzione delle emissioni da parte delle imbarcazioni, ma anche un miglioramento delle prestazioni dei mezzi, una maggiore vita utile degli stessi e una riduzione dei rispettivi costi di manutenzione.

Perčić et al. (2022) identifica tre modelli di batterie ad uso marittimo come i più sviluppati dal punto di vista tecnologico e commerciale: questi sono batterie al piombo-acido (Pb-acid), al nichel-metalidrato (Ni-MH) e agli ioni di litio (Li-ion) [29], presentando uno studio LCA sulle loro caratteristiche. Lo studio evidenzia che le batterie piombo-acido vengono principalmente utilizzate

per alimentare i servizi ausiliari quando il motore principale è spento, presentando livelli di efficienza stabili, bassi costi di produzione, un'elevata sicurezza operativa e una tecnologia matura [29]. Tuttavia, esse presentano bassi livelli di densità energetica ed energia specifica, che implicano la realizzazione di sistemi voluminosi e che quindi ne limitano l'applicazione per la organi stazionari. Le batterie a Ni-MH migliorano sul precedente modello per valori di energia e potenza specifica maggiori e per maggiori cicli di utilizzo, trovando impiego su traghetti e imbarcazioni utilizzate per brevi tratte, ma presentano una minore efficienza di carica del 12,5% [29] e risultano maggiormente sensibili alle variazioni di temperatura. Infine, le batterie agli ioni di litio risultano l'alternativa migliore rispetto agli altri modelli sotto tutti parametri (Tabella 11), contribuendo alla riduzione delle emissioni LCA e dei costi operazionali del 15% [33].

Caratteristiche	Pb-acid	Ni-MH	Li-ion
Densità energetica [Wh/l]	50 - 100	140 - 420	200 - 700
Energia Specifica [Wh/kg]	20 - 40	40 - 80	75 - 250
Potenza specifica [W/kg]	75 - 300	300 - 333	200 - 2000
Vita utile [anni]	5 - 15	10 - 15	5 - 15
N. cicli	400 - 1000	500 - 2000	400 - 9000
Temperatura d'esercizio [°C]	-20 ÷ 75	-10 ÷ 60	-25 ÷ 60
Efficienza [%]	70 - 90	70 - 90	85 - 90
Costo [€/kWh]	165	146	200

Tabella 11: Caratteristiche delle batterie ad uso marittimo (fonte: [29])

Indipendentemente dal modello, imbarcazioni che utilizzano batterie elettriche necessitano di un gran numero di componenti per svolgere le mansioni per cui sono realizzati e per sostenere le sollecitazioni termiche e meccaniche a cui sono soggette; in ogni caso, rispetto ai motori Diesel, l'utilizzo di batterie elettriche permette la riduzione delle emissioni di gas serra del 30% e un risparmio sui costi del 15%. Negli ultimi anni hanno fatto la loro comparsa navi completamente elettriche da diversi livelli di potenza: nel 2017 la "Guangzhou Shipyard" ha annunciato il primo viaggio della prima porta-container da 2,4 MWh, alimentata da 1000 batterie di ioni di litio e superconduttori [35], mentre il traghetto "Ellen" della "Horizon" presenta una capacità di 4,3 MWh e il 25% dei costi di gestione e manutenzione di una nave della stessa classe alimentata a diesel [44].

6.4 – OSTACOLI E DIFFICOLTA'

Al momento non esistono molti modelli di navi che impieghino esclusivamente elettricità per il funzionamento, a causa dei bassi livelli di densità energetica e quindi dalla necessità di destinare maggiori spazi per le batterie, che andrebbero a compromettere le prestazioni del mezzo. Inoltre, sebbene siano già in uso imbarcazioni che funzionino grazie all'elettricità, questi sono principalmente di piccola taglia o comunque destinate a percorrere tratte brevi, non tratte oceaniche.

Così come per altre fonti alternative, inoltre, gli studi sull'applicazione di sistemi elettrici per i mezzi nautici e le rispettiva analisi LCA risultano ancora scarsi e dai risultati contrastanti: Perčić et al. (2022) evidenzia che, sebbene le batterie a ioni di litio contribuiscano a ridurre complessivamente gli inquinanti prodotti dal settore navale, il loro impiego comporta l'emissione

del 13% di SO_x in più rispetto i tradizionali idrocarburi, mentre i processi di produzione di batterie Ni-MH arrivano a produrne addirittura fino al 89% [29].

Il cold ironing, in particolare, presenta le sfide più impegnative, a partire dalla realizzazione delle infrastrutture necessarie [22]: non esiste una posizione di connessione univoca per tutte le navi [20], poiché navi di grossa taglia occupano più spazio rispetto agli altri modelli, quindi le strutture cold ironing devono essere progettate in modo da alimentare più navi anche contemporaneamente, presentando ad esempio più cavi per la connessione. Questo, oltre che costituire un impegno tecnico significativo, presuppone che la rete portuale locale sappia soddisfare la domanda di energia di più mezzi navali contemporaneamente e quindi sappia tollerare picchi energetici non trascurabili.

Da un punto di vista economico, il prezzo delle batterie a ioni di litio per mezzi marittimi può arrivare fino a 400\$/kWh, circa 4 volte più costoso delle stesse tipologie impiegate nei mezzi di trasporto su strada [22]; il costo per la realizzazione delle dovute infrastrutture cold ironing di un porto, invece, risulta ben più oneroso e dipende da più fattori, quali ad esempio la configurazione del porto, la richiesta di frequenza e potenza dell'imbarcazione considerata, che portano il costo in media a 5 milioni di €/MW [20].

6.5 - CONCLUSIONI

L'elettrificazione dei porti è una delle principali strategie per ridurre le emissioni di gas serra prodotte del settore marittimo; attualmente, l'impiego di batterie agli ioni di litio risulta la soluzione migliore, in quanto rappresenta il modello più performante e permette una riduzione delle emissioni LCA complessive del 30% e dei costi economici del 15% [21, 29] (Tabella 12). Tuttavia, lo spazio necessario per l'installazione di sistemi che garantiscano di percorrere tratte oceaniche comprometterebbe le prestazioni del mezzo e quindi vengono destinate a mezzi di piccole dimensioni o comunque impiegati per percorrere brevi tratte, come i traghetti di linea; invece, i modelli installati su mezzi navali di taglia maggiore coprono solamente la domanda per i servizi secondari e inoltre il loro acquisto si dimostra più impegnativo di altri modelli concorrenti. Data la situazione attuale, il cold ironing presenta l'opzione migliore per l'alimentazione e il funzionamento dei servizi per mezzi marittimi di taglia variabile, comprendendo dunque anche navi cargo e da crociera. Gli investimenti per la realizzazione dei nuovi impianti sono ben più onerosi delle batterie elettriche, ma garantiscono una riduzione dei livelli di CO_2 , NO_x e SO_x rispettivamente del 20%, 34% e 30% [45] (Tabella 13), mentre se l'energia elettrica necessaria viene prodotta da fonti rinnovabili, i livelli delle emissioni si annullano; in particolare, i casi di Los Angeles e di Marsiglia mostrano che da tempo gli enti responsabili si sono adoperati per l'integrazione e l'ammodernamento dei rispettivi porti, con il secondo che prevede la realizzazione di infrastrutture per traghetti e navi da crociera rispettivamente entro il 2023 e il 2025 [20]. Inoltre, si stima che il mercato navale elettrico mondiale crescerà da 4,7 miliardi di \$ nel 2021 a 16,2 miliardi di \$ nel 2030 [39], perciò esistono ampi margini di miglioramento nello sviluppo di sistemi elettrici migliori e di riduzione dei costi della realizzazione degli impianti appositi.

Proprietà	Li-ion
Efficienza [%]	70 - 90
Costo [€/kWh]	200 - 400
Vita utile [anni]	5 - 15
Emissioni CO ₂ LCA (rispetto motori diesel) [%]	-46
Emissioni NO _x LCA (rispetto motori diesel) [%]	-98
Emissioni SO _x LCA (rispetto motori diesel) [%]	+13
Riduzione emissioni LCA totali (rispetto motori diesel) [%]	30
Riduzione costi economici (rispetto motori diesel) [%]	15

Tabella 12: Caratteristiche della batteria agli ioni di litio (Dati estrapolati da: [21, 29])

Caratteristiche Impianto	Valori
Tensione di alimentazione [kV]	0,4 ÷ 11
Frequenza richiesta [Hz]	50 - 60
Riduzione emissioni CO ₂ [%]	20
Riduzione emissioni NO _x [%]	34
Riduzione emissioni SO _x [%]	30
Riduzione costi operazionali [%]	21,7
Costo infrastruttura [k€/MW]	300 - 600
Retrofit imbarcazione [M€]	0,3 - 2

Tabella 13: Caratteristiche di un impianto cold ironing (Dati estrapolati da: [20, 45])

7 – CONCLUSIONI FINALI

I problemi posti dai cambiamenti climatici sono ormai noti a tutti e le direttive internazionali che limitano la produzione di inquinanti da parte delle attività umane in ambito marittimo costituiscono una soluzione temporanea, poiché il trasporto via mare è ancora fortemente dipendente dai combustibili fossili ed è responsabile della produzione del 2,89% circa della totalità dei gas serra prodotti dalle attività umane. La diffusione del GNL come combustibile marino, sebbene meno impattante, costituisce una soluzione parziale, soprattutto se si considera che i commerci marittimi sono stimati in crescita fino al 115% entro il 2050.

Questo elaborato presenta uno studio delle fonti energetiche alternative impiegabili nel trasporto marittimo, in modo da fornire al lettore una maggiore conoscenza delle risorse potenzialmente sfruttabili nel settore a favore della lotta al cambiamento climatico. La trattazione mette in evidenza che esse costituiscono la soluzione più radicale al problema degli inquinanti prodotti dai mezzi marittimi, perché il loro impiego riduce sensibilmente, se non completamente, il livello degli inquinanti prodotti dai mezzi marittimi. Dall'analisi risulta che, tra le fonti energetiche trattate, l'idrogeno rappresenta la soluzione migliore: la sua combustione non produce alcun inquinante e i sistemi che ne fanno uso, con l'ausilio di sistemi di cogenerazione, presentano livelli di efficienza fino al 85% [10]. Inoltre, presenta un costo di produzione da eolico di 23\$/MWh [9], competitivo con i migliori casi di produzione da reforming del gas naturale. Tuttavia, la bassa densità di energia volumetrica, le rigide condizioni di accumulo e gli elevati costi di produzione da altre fonti rinnovabili indicano che l'idrogeno non sarà competitivo prima del 2030. Attualmente, il biometanolo prodotto da biomasse vegetali e il cold ironing costituiscono una valida soluzione per intraprendere la transizione energetica dei trasporti marittimi. Il primo ha già raggiunto la maturità tecnologica, venendo accumulato a condizioni ambientali e successivamente impiegato in motori Diesel tradizionali senza apportarne modifiche strutturali radicali, permettendo così di ridurre di oltre il 70% le emissioni di gas serra [17]. Anche il cold ironing permette la riduzione di inquinanti quali CO₂, NO_x e SO_x rispettivamente del 20%, 34% e 30% [45], abbattendoli completamente se l'energia necessaria per l'alimentazione delle navi è garantita da fonti rinnovabili; grazie alle dovute infrastrutture, inoltre, permette di fornire energia ad una maggiore categoria di mezzi.

Poiché la domanda energetica dei trasporti via mare è coperta per il 99% dagli idrocarburi [6], questi continueranno a svolgere un ruolo rilevante nell'immediato; inoltre, essi costituiscono una materia prima ampiamente disponibile e a buon mercato per la produzione di molte fonti alternative, le cui fasi di produzione, accumulo e utilizzo sono comunque soggette a costi maggiori. Attualmente, quindi, le fonti alternative devono essere destinate a mezzi di piccole dimensioni o all'alimentazione dei servizi secondari delle imbarcazioni di grossa taglia, assistite eventualmente da sistemi CCS per intercettare i prodotti della combustione di HFO nei motori principali. Tuttavia, molti degli esempi riportati mostrano la tendenza a ricercare sistemi che operino sempre più esclusivamente con sostanze alternative. In più, il crescente numero di studi sulle fonti rinnovabili applicabili su mezzi marittimi suggeriscono che esse potranno diventare più competitive nei prossimi anni, diventando in alcuni casi, come proposto da IRENA (2019) per l'idrogeno e da Brown et al. (2020) riguardo i biocombustibili, più convenienti dei combustibili fossili. Di conseguenza, anche le relative tecnologie risulteranno più efficienti ed innovative, per le quali dovranno essere compiute ulteriori analisi per verificare la fattibilità dei progetti.

BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA

- [1] "www.imo.org"
- [2] "Fourth IMO Greenhouse Gas Study" (2020), IMO -
"wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Fourth%20IMO%20GHG%20Study%202020%20Executive-Summa"
- [3] "International Convention for the Preservation of Pollution from Ships", IMO -
"https://www.imo.org/en/About/Conventions/Pages/International-Convention-for-the-Prevention-of-Pollution-from-Ships-(MARPOL).aspx"
- [4] "Emissions by sector" (2019), IEA -
"https://www.iea.org/reports/greenhouse-gas-emissions-from-energy-overview/emissions-by-sector"
- [5] "International Shipping", IEA (2021), Jacopo Tattini, Sarah McBain -
"www.iea.org/reports/international-shipping"
- [6] "A pathway to decarbonize the shipping sector by 2050" (2021), IRENA -
"www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Oct/IRENA_Decarbonising_Shipping_2021"
- [7] "Improving sustainability of maritime transport through the utilization of liquefied natural gas (LNG) for propulsion" (2013), Fabio Burel, Rodolfo Taccani, Nicola Zuliani -
"https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0360544213003861?"
- [8] "Comparison of alternative maritime fuels" (2019), DNV GL -
"https://sea-Ing.org/wp-content/uploads/2020/04/Alternative-Marine-Fuels-Study_final_report"
- [9] "Hydrogen: A Renewable Energy Perspective" (2019), IRENA -
"https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf"
- [10] "Route to zero emission shipping: hydrogen, ammonia or methanol?" (2021), Charles J. McKinlay, Stephen R. Turnock, Dominic A. Hudson -
"https://pdf.sciencedirectassets.com/271472/1-s2.0-S0360319921X0050X/1-s2.0-S0360319921022175/main.pdf?X-Amz-Security"
- [11] "https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2021/04/451073134270788"
- [12] "Assessment of fuel cell types for ships: based on multi criteria decision analysis", (2020), Omar Berkehan, Cengiz Deniz -
"https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0959652620317819?"
- [13] "Designing optimal integrated electricity supply configurations for renewable hydrogen generation in Australia" (2021), iScience, Muhammad Haider Ali Khan, Rahman Daiyan, Zhaojun Han, Martin Hablutzel, Nawshad Haque, Rose Amal, Iain MacGill -

- "reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S2589004221005071?token=BF07837FB4220BA1C65FC01B57069BA6F4DD55B49A68320E97CAC412E6315C614A105593982321037192FAE415B4B93D&originRegion=eu-west-1&originCreation=20220609162041"*
- [14] *"Analysis of the yield and production cost of large-scale electrolytic hydrogen from different solar technologies and under several Moroccan zones"* (2020), Samir Touili, Ahmed Alami Merrouni, Youssef El Hassouani, Abdel-illah Amrani, Samir Rachidi -
"reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0360319920326938?token=C443B54ED9E4BCBF6E70AE377C8AE5F06B66948728B2A375BE397B537D57A77436E4078AEE912AB159795795CB5FC1A7&originRegion=eu-west-1&originCreation=20220609163148"
- [15] *"Investigation on the decarbonization of shipping: an approach to hydrogen and ammonia"* (2022), Omer Berkehan Inal, Burak Zincir, Cengiz Deniz -
"https://pdf.sciencedirectassets.com/271472/1-s2.0-S0360319922X00414/1-s2.0-S0360319922003937/main.pdf?X-Amz-Security-"
- [16] *"Biofuels for the marine shipping sector"* (2017), Chia-wen Carmen Hsieh, Claus Felby -
"https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2018/02/Marine-biofuel-report-final-Oct-2017"
- [17] *"The potential of liquid biofuels in reducing ship emissions"* (2020), Yuanrong Zhou, Nikita Pavlenko, Dan Rutherford, Liudmila Osipova, Bryan Comer -
"https://theicct.org/sites/default/files/publications/Marine-biofuels-sept2020.pdf"
- [18] *"Modelization of hybrid systems with hydrogen and renewable energy oriented to electric propulsion in sailboats"* (2014), Victor Alfonsin, Andres Suarez, Angeles Canzela, Angel Sanchez, Rocio Maceiras -
"https://pdf.sciencedirectassets.com/271472/1-s2.0-S0360319914X00194/1-s2.0-S0360319914014864/main.pdf?X-Amz-Security-"
- [19] *"A Perspective on Biofuels Use and CCS for GHG Mitigation in the Marine Sector"* (2020), iScience, Agneev Mukherjee, Pieter Bruijninx, Martin Junginger -
"https://pdf.sciencedirectassets.com/318494/1-s2.0-S2589004220X00113/1-s2.0-S258900422030955X/main.pdf?X-Amz-Security-"
- [20] *"Porti verdi: la rotta per uno sviluppo sostenibile"* (2021), Enelx, Legambiente -
"https://asvis.it/public/asvis2/files/Eventi_Flash_news/Enelx_Legambiente-web.pdf"
- [21] *"Life cycle analysis and cost assessment of a battery powered ferry"* (2021), Haibin Wang, Evangelos Boulougouris, Gerasimos Theotokatos, Peilin Zhou, Alexandros Priftis, Guangyu Shi -
"https://pdf.sciencedirectassets.com/271462/1-s2.0-S0029801821X00212/1-s2.0-S0029801821013627/main.pdf?X-Amz-Security-"
- [22] *"Shore power as a first step toward shipping decarbonization and related policy impact on a dry bulk cargo carrier"* (2021), Hugo Daniel, João Pedro F. Trovão, David Williams -
"https://pdf.sciencedirectassets.com/320274/1-s2.0-S2590116821X00057/1-s2.0-S2590116821000485/main.pdf?X-Amz-Security-"

- [23] *“Optimal operation of photovoltaic/battery/diesel/cold-ironing hybrid energy system for maritime application”* (2018), Ruoli Tang, Zhou Wu, Xin Li -
[“https://pdf.sciencedirectassets.com/271090/1-s2.0-S0360544218X00188/1-s2.0-S0360544218315688/main.pdf?X-Amz-Security-”](https://pdf.sciencedirectassets.com/271090/1-s2.0-S0360544218X00188/1-s2.0-S0360544218315688/main.pdf?X-Amz-Security-)
- [24] *“Electrical characteristics of cold ironing energy supply for berthed ships”* (2015), Edward A. Sciberras, Bashar Zahawi, David J. Atkinson -
[“https://pdf.sciencedirectassets.com/271737/1-s2.0-S1361920916X00090/1-s2.0-S1361920916300505/main.pdf?X-Amz-Security-”](https://pdf.sciencedirectassets.com/271737/1-s2.0-S1361920916X00090/1-s2.0-S1361920916300505/main.pdf?X-Amz-Security-)
- [26] *“Marine Heavy Fuel Oil (HFO) For Ships – Properties, Challenges and Treatment Methods”* (2019), Marine Insight, Anish Wankhede -
[“https://www.marineinsight.com/tech/marine-heavy-fuel-oil-hfo-for-ships-properties-challenges-and-treatment-methods/”](https://www.marineinsight.com/tech/marine-heavy-fuel-oil-hfo-for-ships-properties-challenges-and-treatment-methods/)
- [27] *“A review of cleaner alternative fuels for maritime transportation”* (2021), Ahad Al-Enazi, Eric C. Okonkwo, Yusuf Bicer, Tareq Al-Ansari -
[“https://pdf.sciencedirectassets.com/311225/1-s2.0-S2352484720X00072/1-s2.0-S2352484721002067/main.pdf?X-Amz-Security-”](https://pdf.sciencedirectassets.com/311225/1-s2.0-S2352484720X00072/1-s2.0-S2352484721002067/main.pdf?X-Amz-Security-)
- [28] *“Hydrogen Production: Natural Gas Reforming”* -
[“https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming”](https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming)
- [29] *“Life-cycle assessment and life-cycle cost assessment of power batteries for all-electric vessels for short-sea navigation”* (2022), Maja Perčić, Lovro Frković, Tomislav Pukšec , Boris Ćosić, Oi Lun Li, Nikola Vladimir -
[“https://pdf.sciencedirectassets.com/271090/1-s2.0-S0360544222X0011X/1-s2.0-S0360544222007988/main.pdf?X-Amz-Security-”](https://pdf.sciencedirectassets.com/271090/1-s2.0-S0360544222X0011X/1-s2.0-S0360544222007988/main.pdf?X-Amz-Security-)
- [30] *“Health-Conscious Optimization of Long-Term Operation for Hybrid PEMFC Ship Propulsion Systems”* (2021), Chiara Dall’Armi, Davide Pivetta, Rodolfo Taccani
- [31] [“https://www.wartsila.com/media/news/02-11-2021-wartsila-and-simon-m%C3%B8kster-shippping-to-study-feasibility-of-ammonia-and-Ing-dual-fuel-operations-3000484”](https://www.wartsila.com/media/news/02-11-2021-wartsila-and-simon-m%C3%B8kster-shippping-to-study-feasibility-of-ammonia-and-Ing-dual-fuel-operations-3000484)
- [32] [“https://www.fch.europa.eu/news/h2ports-project-kicks-valencia”](https://www.fch.europa.eu/news/h2ports-project-kicks-valencia)
- [33] *“Life cycle analysis and cost assessment of a battery powered ferry”* (2021), Haibin Wang, Evangelos Boulougouris, Gerasimos Theotokatos, Peilin Zhou, Alexandros Priftis, Guangyu Shi -
[“https://pdf.sciencedirectassets.com/271462/1-s2.0-S0029801821X00212/1-s2.0-S0029801821013627/main.pdf?X-Amz-Security-”](https://pdf.sciencedirectassets.com/271462/1-s2.0-S0029801821X00212/1-s2.0-S0029801821013627/main.pdf?X-Amz-Security-)
- [34] [“https://www.ballard.com/about-ballard/publication_library/product-specification-sheets/fcwave-spec-sheet”](https://www.ballard.com/about-ballard/publication_library/product-specification-sheets/fcwave-spec-sheet)
- [35] [“https://www.ship-technology.com/analysis/electric-ships-the-world-top-five-projects-by-battery-capacity/”](https://www.ship-technology.com/analysis/electric-ships-the-world-top-five-projects-by-battery-capacity/)

- [36] "Hydrogen"(2021), IEA, Jose Bermudez, Ilkka Hannula -
["https://www.iea.org/reports/hydrogen"](https://www.iea.org/reports/hydrogen)
- [37] "Biofuels" (2021), IEA -
["https://www.iea.org/reports/renewables-2021/biofuels?mode=transport®ion=World&publication=2021&flow=Consumption&product=Ethanol"](https://www.iea.org/reports/renewables-2021/biofuels?mode=transport®ion=World&publication=2021&flow=Consumption&product=Ethanol)
- [38] "Advanced biofuels: potential for cost reduction" (2020), IEA Bioenergy, Adam Brown, Lars Waldheim, Ingvar Landälv, Jack Saddler, Mahmood Ebadian, James D. McMillan, Antonio Bonomi, Bruno Klein -
["https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/02/T41_CostReductionBiofuels-11_02_19-final.pdf"](https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/02/T41_CostReductionBiofuels-11_02_19-final.pdf)
- [39] ["https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/electric-ships-market-167955093.html"](https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/electric-ships-market-167955093.html)
- [40] ["https://www.treccani.it/enciclopedia/processo-haber_%28Enciclopedia-della-Scienza-e-della-Tecnica%29/"](https://www.treccani.it/enciclopedia/processo-haber_%28Enciclopedia-della-Scienza-e-della-Tecnica%29/)
- [41] ["https://www.syngen.it/wp-content/uploads/2013/02/Ammonia-crackers_V.-Hacker-and-K.-Kordesch.pdf"](https://www.syngen.it/wp-content/uploads/2013/02/Ammonia-crackers_V.-Hacker-and-K.-Kordesch.pdf)
- [42] "Methanol: The marine fuel of the future" (2016), STENA -
["https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2016/07/Updates-from-Stena-Germanica-Per-Stefenson"](https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2016/07/Updates-from-Stena-Germanica-Per-Stefenson)
- [43] "M/S Viikki" - ["https://www.eslshipping.com/fleet/viikki"](https://www.eslshipping.com/fleet/viikki)
- [44] ["http://conf.eferry.eu/"](http://conf.eferry.eu/)
- [45] "Evaluation of the Emission Impact of Cold-Ironing Power Systems, Using a Bi-Directional Power Flow Control Strategy" (2020), MDPI, Carlos A. Reusser, Joel R. Pérez -
["https://mdpi-res.com/d_attachment/sustainability/sustainability-13-00334/article_deploy/sustainability-13-00334-v3.pdf?version=16100704"](https://mdpi-res.com/d_attachment/sustainability/sustainability-13-00334/article_deploy/sustainability-13-00334-v3.pdf?version=16100704)
- [46] ["https://www.etipbioenergy.eu/images/ETIP_BFactsheet_FT_R1.pdf"](https://www.etipbioenergy.eu/images/ETIP_BFactsheet_FT_R1.pdf)