

Estratto dagli **Atti dell'Accademia Ligure di Scienze e Lettere**
Serie VII – Volume V – 2023

SEMINARIO PERMANENTE SULLA TRANSIZIONE ECOLOGICA

IL SAPERE E IL SAPER FARE

Accademia Ligure di Scienze e Lettere - Palazzo Ducale
Genova, ottobre - dicembre 2023
A cura di Giancarlo Albertelli



GENOVA
2024



La pubblicazione del presente volume è stata resa possibile grazie ai contributi di: Ministero della Cultura, Fondazione Carige, Regione Liguria.

Comitato scientifico:

Vincenzo Lorenzelli (Presidente), Giancarlo Albertelli, Massimo Bacigalupo, Fernanda Perdelli, Maria Stella Rollandi, Augusta Giolito, Mario Pestarino, Antonio Garzilli.

© Accademia Ligure di Scienze e Lettere
Palazzo Ducale, Piazza G. Matteotti 5, 16123 Genova
Tel. 010 565570 – Telefax 010 566080
e-mail: segreteria@accademialigurediscienzelettere.it
www.accademialigurediscienzelettere.it

ISSN 1122-651X

Autorizzazione del Tribunale di Genova n. 340 del 20 aprile 1955

Stampato in Italia / Printed in Italy

Realizzazione editoriale: Arta, Genova, www.artastudio.it

GIANCARLO ALBERTELLI*

Prefazione

Anche quest'anno l'Accademia Ligure di Scienze e Lettere ha affrontato il tema della transizione ecologica con la seconda edizione del Seminario permanente, caratterizzata tuttavia da una struttura differente rispetto a quella dell'anno precedente. Sono stati infatti accolti i desiderata di Accademici e semplici uditori che avevano seguito i lavori sia in presenza che on line e che ci hanno richiesto di effettuare ogni giorno una sola conferenza, lasciando molto più spazio alle domande stimulate dalla presentazione. Il secondo anno non ha visto quindi giornate dedicate a temi specifici con la presenza di più relatori, e se questo ha permesso di ampliare il dibattito, ha ovviamente limitato le presenze dei relatori, non consentendoci di ottenere materiale sufficiente per un volume a sé stante. Quindi è stato deciso di inserire gli elaborati ricevuti all'interno del volume V - 2023 degli Atti dell'Accademia. All'interno dello stesso volume sono presenti alcuni lavori che, pur non essendo compresi nel programma del Seminario permanente, affrontano tematiche strettamente connesse ai temi della transizione ecologica. Tali lavori sono quelli dei relatori: Bianchi e Morri, Oprandi e Azzola, Chiantore, Zani.

La seconda edizione del Seminario permanente, come del resto la precedente, ha visto non solo la partecipazione di docenti universitari di spicco, ma anche la presenza di imprese principalmente legate al territorio ligure. Ancora una volta le realtà imprenditoriali hanno risposto al nostro invito presentando importanti risultati relativi alle loro attività

* Accademico, Presidente della Classe di Scienze, già Professore ordinario di Ecologia, Università di Genova.

contestualizzate nella transizione ecologica e consentendo la partecipazione dei vertici aziendali alla tavola rotonda “Transizione ecologica ed energetica e l’attuazione del PNRR”, tenutasi presso la prestigiosa Sala del Minor Consiglio del Palazzo Ducale.

Anche quest’anno è emersa chiara la necessità di inserire la transizione ecologica in un contesto non solo ambientale ma anche economico, politico e sociale, che spesso confligge con gli obiettivi ambientali della transizione stessa. Un esempio per tutti l’elevato consumo di petrolio, che nel 2022 ha raggiunto valori mai registrati in precedenza e – unica notizia confortante arrivata in questi ultimi giorni – la messa a punto di una tecnologia in grado di estrarre CO₂ dalle acque oceaniche con produzione di H₂ quale sottoprodotto. Credo quindi che si debba avere fiducia nelle capacità scientifiche e tecnologiche del genere umano per poter guardare più serenamente al futuro della nostra Terra.

Non nascondo infine che, anche per questa seconda edizione, lo sforzo sia stato notevole e non saremmo riusciti in questa impresa se non ci fosse stato un impegno corale. Desidero qui ringraziare il Presidente Prof. Vincenzo Lorenzelli, il Segretario Generale Prof. Mario Pestarino, l’Amministratore Dott. Antonio Garzilli e gli Accademici Prof. Aristide Fausto Massardo, Prof. Giulio Manuzio, Prof. Claudio Eva, Prof.ssa Adriana Saccone, Prof. Luca Banfi e tutto lo staff tecnico dell’Accademia che si è prodigato per la riuscita dell’evento. Sempre in tema di ringraziamenti mi è gradito ricordare il patrocinio di Regione Liguria, Comune di Genova e Università degli Studi di Genova nonché il fattivo sostegno del Ministero della Cultura, della Regione Liguria, della Fondazione Carige e della Fondazione Palazzo Ducale.

ENRICO ALLIERI*

Shipping e transizione energetica

Abstract: Sea transport has always been – since the origins of history – the lifeblood of the economy. To support the global energy transition, shipping is called upon to grow and at the same time reduce its carbon footprint to zero.

Energy production is responsible for almost three quarters of total greenhouse gas emissions, it is therefore first and foremost necessary to decarbonise the energy sector, abandoning as soon as possible the fossil fuels which today guarantee the majority of global energy needs. The shipping industry must also follow this path.

For maritime transport, the energy transition poses technological, productive, logistical and economic challenges that must be met and overcome, along a path that will necessarily be long and gradual; with an existing fleet that will undergo a slow turnover but which in the meantime will necessarily have to continue to operate, simultaneously reducing its carbon footprint.

Assarmatori è un'associazione di armatori con sede a Roma e uffici a Genova e Bruxelles. Ne fanno parte armatori e operatori navali nazionali e internazionali che operano regolarmente all'interno del *cluster* marittimo italiano.

L'azione di Assarmatori è volta a dar voce ad armatori e operatori sulle principali questioni marittime, per migliorare le condizioni del *business* e sostenere gli investimenti, per servizi marittimi più efficienti e per lo sviluppo di nuove tecnologie.

Dalla sede di Bruxelles, lavorando a stretto contatto con le istituzioni europee e gli organi governativi competenti, vengono affrontate le questioni più rilevanti a livello comunitario e internazionale.

* Ingegnere, Responsabile dell'area "Tecnologia Navale, Sicurezza della Navigazione e Ambiente" di Assarmatori.

Sono associate ad Assarmatori importanti compagnie di navigazione che rappresentano in Italia oltre il 50% dei servizi delle “Autostrade del Mare” e dei servizi di trasporto marittimo con le principali isole italiane, oltre il 70% dei servizi *short-sea* verso tutte le piccole italiane, circa il 50% del volume totale delle merci containerizzate, quasi il 50% dei servizi crocieristici regolari e una parte significativa dei servizi di trasporto di merci alla rinfusa liquide e solide.

1. *La transizione energetica del nostro pianeta ha bisogno di uno shipping efficiente e in buona salute*

Il più recente studio dell’IMO¹ sulle emissioni di gas ad effetto serra (*Fourth Greenhouse Gas Study 2020*) riporta in copertina una fotografia – più probabilmente un *rendering* molto ben realizzato – emblematica e molto significativa della situazione in cui si trova lo *shipping* rispetto alla propria transizione energetica e alla transizione energetica del nostro pianeta nel suo complesso.

L’immagine mostra una nave sulla cui coperta sono caricate diciotto grandi pale eoliche, pronte per essere trasportate presumibilmente verso la loro destinazione finale. Il significato è palese: la transizione energetica del pianeta verso le fonti rinnovabili, in questo caso di origine eolica, ha necessità dello *shipping*.

La nave nell’immagine appare priva di ciminiera, forse per questo può trattarsi di un *rendering* o, quanto meno, di una foto ritoccata *ad hoc*; infatti quello che accade nella realtà è che il trasporto delle migliaia di pale eoliche che vengono portate via mare in tutte le parti del mondo avviene grazie a navi la cui propulsione è alimentata dai tradizionali combustibili fossili, e pertanto dotate della loro “brava ciminiera”. Si tratta di un ossimoro evidente: allo stato attuale le energie rinnovabili,

¹ L’International Maritime Organization (IMO) è l’agenzia specializzata delle Nazioni Unite responsabile della sicurezza e della protezione della navigazione marittima e della prevenzione dell’inquinamento marino e atmosferico da parte delle navi. Il lavoro dell’IMO sostiene gli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite. Il quarto studio dell’IMO sulle emissioni di gas ad effetto serra è reperibile sul sito dell’organizzazione attraverso il seguente link: <https://www.imo.org/en/ourwork/Environment/Pages/Fourth-IMO-Greenhouse-Gas-Study-2020.aspx>

per essere prodotte, hanno bisogno delle fonti fossili, dalle quali ci si vuole e ci si deve liberare prima possibile.

Per tutti coloro che vivono in paesi e città con una forte tradizione marinara, dove i porti sono legati a doppio filo con il tessuto sociale ed economico, è quasi banale sottolineare quanto sia di vitale importanza il trasporto marittimo per lo sviluppo economico e sociale delle nostre società. Tuttavia, per inquadrare nella giusta prospettiva il tema della transizione energetica nello *shipping*, può non essere del tutto superfluo ricordare quanto la storia delle civiltà sia intrecciata con la storia della navigazione.

Le rotte che nei secoli hanno solcato i mari, da 2500 anni fa fino ad oggi – e ancora prima, se si vanno a vedere le “rotte dell’ossidiana” che hanno interessato la Sardegna in epoca preistorica² – sono lì a dimostrarlo.

Nel IV secolo a.C. le coste del Mediterraneo e del Mar Nero sono popolate di colonie dei Greci e dei Fenici, a cui fanno capo altrettante rotte commerciali percorse dalle navi mercantili di questi due popoli. Attraverso rotte commerciali che univano nazioni e città, talune destinate ad estinguersi ma molte altre destinate ad arrivare importanti e vitali fino ai giorni nostri, la civiltà occidentale comincia a diffondersi nel Mediterraneo.

I Romani capiscono ben presto l’importanza del trasporto marittimo e proteggono i propri traffici mercantili con una potente “marina da guerra”. Il Mar Mediterraneo diventa per loro il *Mare Nostrum*, nella consapevolezza che la navigazione marittima è un’attività essenziale per la sopravvivenza stessa di Roma, oltre che per la sua espansione.

“Navigare necesse est, vivere non est necesse” (navigare è necessario, vivere non è necessario) sono, secondo quanto scrive Plutarco (*Vita di Pompeo*, 50, 1) le parole pronunciate da Gneo Pompeo Magno quando, a capo dell’annona, incitava i soldati che, a causa del mare tempestoso, opponevano resistenza ad intraprendere la navigazione per trasportare a Roma il grano delle province. Il mare doveva essere affrontato anche

² L’ossidiana è un significativo indicatore delle reti di scambio marittimo in essere durante il Neolitico, con rotte marittime a lunga distanza – per l’epoca – che interessavano il Mediterraneo centrale e occidentale e che vedevano la Sardegna come la maggiore fornitrice del prezioso minerale di origine vulcanica; si veda, ad esempio, lo studio di R. Tykot, *Obsidian Procurement and Distribution in the Central and Western Mediterranean*, “Journal of Mediterranean Archaeology”, 9.1 (1996), pp. 39-82.

a rischio della vita stessa, che passava in secondo piano di fronte alla necessità di approvvigionare Roma.

Questa stessa frase divenne il motto della Lega anseatica, l'alleanza di circa un centinaio di città dell'Europa settentrionale che nel tardo Medioevo esercitò, praticamente in modo monopolistico, il commercio tra Germania, Scandinavia, Paesi baltici e la Russia.

Dopo la caduta dell'Impero romano d'Occidente alcune città portuali italiane, proprio grazie alle loro attività marittime, acquisirono una precisa e autonoma identità politica, cosa che invece non avvenne per le città della Lega anseatica.

Grazie alle repubbliche marinare – così, dopo l'unificazione dell'Italia, furono definite nell'Ottocento queste città marittime italiane, con particolare riferimento ad Amalfi, Genova, Pisa e Venezia³ – furono riattivati i contatti e i traffici tra l'Europa, l'Asia e l'Africa.

Nel suo discorso presidenziale del 16 ottobre 2000 il presidente della Repubblica Carlo Azeglio Ciampi riassunse il ruolo svolto nella storia dalle repubbliche marinare con queste parole: "L'Italia delle repubbliche marinare [...] riaprì all'Europa le vie del mondo".

Con le repubbliche marinare ha praticamente origine il moderno sistema mercantile e finanziario, con la nascita della finanza e del diritto commerciale internazionale.

In epoca più moderna – siamo alla metà del XIX secolo – l'epopea dei clipper, iniziata con dei piccoli vascelli costruiti all'inizio dell'Ottocento, vede questi veloci velieri prima unire le coste orientale e occidentale degli Stati Uniti, con la rotta New York-San Francisco via Capo Horn, poi alimentare un'intensa rete di traffici che connettono l'Europa e gli Stati Uniti d'America con la Cina e l'Estremo Oriente, l'Australia e la Nuova Zelanda, trasportando carichi leggeri e pregiati come spezie, lana e tè. Fino all'inaugurazione della ferrovia la rotta New York-San Francisco attorno a Capo Horn rimarrà il modo più veloce per unire le due coste opposte degli Stati Uniti d'America. L'epoca d'oro dei clipper durò fino al 1870 circa quando, con l'affermarsi definitivo delle navi a

³ Oltre alle più note Amalfi, Genova, Pisa e Venezia, i cui stemmi campeggiano nelle bandiere della Marina Militare e della Marina Mercantile italiane, sono da comprendere tra le repubbliche marinare anche Ancona, Gaeta, Noli e Ragusa in Dalmazia, che ebbero in alcune fasi un'importanza analoga a quella delle principali quattro.

vapore, l'apertura del Canale di Suez, che le navi a vela non potevano percorrere, fece sì che la navigazione a vela diventasse via via sempre meno competitiva. La rete commerciale che univa via mare l'Oriente e l'Occidente del mondo era però ormai tracciata.

Oggi, grazie ai satelliti e attraverso *software* accessibili a tutti, è possibile osservare in tempo reale il movimento delle navi nei mari del nostro pianeta. Semplicemente guardando le schermate offerte da questi strumenti informatici è possibile rendersi conto dell'intensa e fittissima rete di traffici che connette tutti i continenti e avvolge tutte le coste.

Oltre l'80% del commercio mondiale – il 90% del commercio intercontinentale, secondo l'International Chamber of Shipping – avviene grazie al trasporto marittimo, che è la vera e propria linfa vitale dell'economia globale. Senza lo *shipping* il commercio intercontinentale, il trasporto di materie prime e l'importazione-esportazione di prodotti alimentari e manufatti a prezzi accessibili non sarebbero praticamente possibili.

Abbiamo avuto una dimostrazione pratica dell'importanza vitale del trasporto via mare nel marzo del 2021 quando, in piena crisi pandemica – durante la quale, è bene ricordarlo, il trasporto via mare non si è mai fermato – il Canale di Suez è stato bloccato per sei giorni dalla *Ever Given*, una nave portacontainer lunga 400 metri, rimasta incagliata il 23 marzo 2021 con la prua e la poppa sulle sponde opposte del canale.

Alcuni giorni dopo, il 28 marzo, 370 navi erano in coda per attraversare il canale, impedendo scambi commerciali per un valore stimato di 9,6 miliardi di dollari.

L'incidente, che ha influenzato la catena logistica per mesi, ha messo in luce in modo drammatico la dipendenza dell'economia mondiale dai trasporti marittimi e gli effetti a cascata sui cicli produttivi *just-in-time* che, a quel tempo, dovevano già far fronte alle carenze dovute agli impatti della pandemia di Covid-19.

Durante la pandemia il motto *navigare necesse est* ha avuto una concreta applicazione, con i sacrifici fatti dai lavoratori marittimi per consentire alle navi di non interrompere il loro servizio di trasporto. Nella sua fase più acuta, la crisi ha portato 400.000 marittimi a rimanere bloccati sulle navi al di là dei loro contratti di lavoro, spesso per mesi, con la mancanza di permessi per sbarcare a terra in franchigia durante le soste nei porti e il rischio costante di essere infettati dal virus.

Secondo un'analisi dei ricercatori dell'Università di Stanford, la transizione del mondo – o per lo meno di “quasi tutto il mondo”, con riferimento innanzitutto ai paesi sviluppati e in seconda battuta ai più avanzati tra quelli in via di sviluppo – verso un sistema energetico efficiente e rinnovabile costerà circa 62 trilioni di dollari, ovvero 62 miliardi di miliardi di dollari.

Confrontando questa cifra con il Pil mondiale, che viaggia nell'ordine dei 100 trilioni di dollari, risulta evidente che la transizione energetica richiederà un'ingente mobilitazione di risorse economiche.

Col tempo le nuove e sofisticate infrastrutture di produzione dell'energia rinnovabile consentiranno a loro volta di risparmiare ogni anno trilioni di dollari di costi energetici; l'intera transizione potrebbe ripagare sé stessa in tempi relativamente brevi, ma nel frattempo le risorse da investire in questa che è una vera e propria rivoluzione devono essere generate e mobilitate.

Ci sarà quindi bisogno di economie in ottima salute. Occorrerà una crescita adeguata a soddisfare le fisiologiche spinte allo sviluppo e al reperimento delle risorse necessarie agli indispensabili investimenti per la transizione energetica.

L'industria e gli scambi internazionali dovranno essere alimentati e sostenuti adeguatamente per garantire sia le risorse necessarie ai normali fabbisogni e la normale crescita, sia il surplus necessario per la transizione energetica.

Lo sviluppo e la crescita economica muoveranno quindi una grande e crescente quantità di vettori energetici (al momento sostanzialmente da fonti fossili), materie prime, semilavorati e prodotti finiti.

Commercio, industria e catene logistiche dovranno quindi trovare supporto in uno *shipping* efficiente e in buona salute; in grado di soddisfare la crescente domanda di trasporto al quale, a sua volta, è richiesto di essere sostenibile e compatibile con la transizione energetica in atto.

Lo *shipping* è quindi chiamato a crescere e allo stesso tempo a decarbonizzarsi; ciò dà conto di quanto sia sfidante questa prospettiva, ma soprattutto mette in evidenza come la decarbonizzazione dello *shipping* non potrà avvenire diminuendo il trasporto via mare, che è invece destinato a crescere.

2. *Abbandonare le fonti fossili dell'energia per ridurre le emissioni di carbonio*

Le fonti fossili di energia – petrolio, gas naturale, carbone, sabbie e scisti bituminosi – che oggi vengono utilizzate per alimentare tutti gli ambiti delle attività umane sono miscele di idrocarburi provenienti dalla trasformazione naturale, durata milioni di anni, di materiale organico intrappolato nel sottosuolo nel corso delle ere geologiche.

Questa energia deriva fundamentalmente dal sole: è stata catturata dalle piante attraverso la fotosintesi clorofilliana, o da organismi acquatici come le alghe, quindi trasmessa agli animali attraverso la catena alimentare che caratterizza la nostra biosfera.

Nella seconda metà del XVIII secolo, con l'avvio della rivoluzione industriale in Europa e poi nell'America del Nord, è iniziato l'utilizzo sistematico dei combustibili fossili, che nel XX secolo ha visto un notevole incremento.

Fino agli anni cinquanta del secolo scorso l'energia necessaria ai processi industriali proveniva principalmente dal carbone, mentre nella seconda metà del secolo il petrolio, grazie alla facilità con cui può essere estratto, trasportato e raffinato per produrre combustibili fruibili nell'utilizzo quotidiano, è diventato la principale fonte energetica.

La combustione dei combustibili fossili provoca, fra le altre emissioni nocive, come ossidi di zolfo, ossidi di azoto e particolati, significative emissioni di anidride carbonica.

Si stima che ad oggi circa la metà delle riserve di combustibili fossili siano state utilizzate e questo significa che in poco più di duecento anni una grandissima parte del carbonio intrappolato nel sottosuolo nel corso dei millenni e che in origine era stato catturato dalle piante attraverso la fotosintesi clorofilliana, è stato nuovamente liberato in atmosfera.

Nel corso degli ultimi due secoli la quantità di anidride carbonica emessa in atmosfera a causa delle attività umane – le cosiddette “emissioni di origine antropica” – è cresciuta in modo esponenziale: oggi la concentrazione di anidride carbonica in atmosfera è circa 1,5 volte quella dell'epoca preindustriale.

L'anidride carbonica è uno fra i tanti dei cosiddetti “gas ad effetto serra”. Non è il più potente ma è certamente il più noto, e soprattutto è quello su cui maggiormente si concentra l'attenzione a causa delle emissioni di CO₂ che derivano dalle attività umane.

I gas ad effetto serra sono quei gas presenti in atmosfera che permettono l'ingresso della radiazione proveniente dal sole ma ostacolano l'uscita della radiazione infrarossa riemessa dalla Terra. Questo comporta un aumento della temperatura del nostro pianeta, in quanto il calore assorbito viene ceduto più lentamente al di fuori dell'atmosfera.

Il vapore acqueo è il principale gas serra, responsabile per circa due terzi dell'effetto serra naturale; gli altri principali gas ad effetto serra, di origine naturale e antropica, sono l'anidride carbonica, il protossido di azoto, il metano e l'esaffluoruro di zolfo; ne esistono alcuni altri di origine esclusivamente antropica, come i clorofluorocarburi, i bromo-fluorocarburi e molti altri.

Il contributo di un gas alla variazione dell'effetto serra è determinato:

- dalla sua capacità di ostacolare le radiazioni infrarosse in uscita dalla terra;
- dalla sua concentrazione nell'atmosfera;
- dal suo tempo di permanenza nell'atmosfera stessa.

Il contributo di ogni gas serra è espresso da un indice noto come *Global Warming Potential* (GWP), il "potenziale di riscaldamento globale", che rappresenta l'effetto combinato del tempo di permanenza in atmosfera di ogni gas e della sua relativa efficacia specifica nell'assorbimento della radiazione infrarossa emessa dalla Terra.

Il valore del GWP è riferito al potenziale di riscaldamento globale posseduto dalla CO_2 , che è assunta come parametro di riferimento, il cui GWP ha per definizione valore unitario. I valori di GWP dei vari gas sono usati come fattori di conversione per calcolare le emissioni di tutti i gas serra in termini di "emissioni di CO_2 equivalente".

Dato che il valore GWP è funzione di come la concentrazione di gas in atmosfera decade nel tempo, il GWP di un gas dipende dal numero di anni su cui viene calcolato il potenziale. Comunemente, le autorità di regolamentazione utilizzano un orizzonte temporale di 100 anni.

Sulla base di 100 anni, i valori GWP calcolati per alcuni gas serra sono i seguenti:

- anidride carbonica: 1
- metano: 28
- biossido di azoto: 265
- vapore acqueo: $0,001 \div 0,005$

Da qui si vede come il vapore acqueo, sebbene sia il principale gas ad effetto serra, abbia un potenziale di riscaldamento globale estremamente basso, soprattutto grazie al ridottissimo tempo di permanenza in atmosfera.

Durante il Summit della Terra di Rio de Janeiro, nel giugno 1992, la comunità internazionale ha per la prima volta riconosciuto la necessità di agire collettivamente per limitare le emissioni di gas a effetto serra, adottando la convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC - *United Nations Framework Convention on Climate Change*), che punta alla riduzione delle emissioni dei gas serra, riconosciute come una delle cause alla base del riscaldamento globale.

Nel 1997 la convenzione UNFCCC è stata ratificata da quasi tutti i paesi del mondo e nello stesso anno, con il Protocollo di Kyoto, che è poi scaduto nel 2020, sono stati introdotti per la prima volta obiettivi di riduzione delle emissioni giuridicamente vincolanti.

A Parigi, nel dicembre 2015, gli stati membri della UNFCCC hanno raggiunto un accordo riguardante le azioni da intraprendere per il periodo successivo al 2020, con l'obiettivo di rafforzare la risposta mondiale alla minaccia posta dai cambiamenti climatici.

La decarbonizzazione del settore energetico è vista come la chiave di volta per contenere il surriscaldamento globale "ben sotto i 2 gradi centigradi" rispetto al livello preindustriale, come si era convenuto alla COP21 (XXI Conferenza delle Parti dell'UNFCCC) di Parigi.

Se si analizzano le emissioni di gas serra divise per settore, ci si rende immediatamente conto che poco meno dei tre quarti delle emissioni di origine antropica in ambito globale sono prodotte per soddisfare il fabbisogno energetico, il restante quarto è addebitabile per quasi il 70% alle attività agricole e zootecniche, forestali e di utilizzo del suolo, per circa il 20% all'industria e per il restante 10% circa alle discariche e alle acque reflue.

Il principale imputato per le emissioni di gas ad effetto serra è quindi la produzione dell'energia necessaria a soddisfare i fabbisogni relativi agli usi industriali, agli usi abitativi civili, commerciali e dei servizi, ai trasporti e in genere a tutte le attività umane che richiedono l'utilizzo di energia.

Se analizziamo più in dettaglio come l'energia prodotta viene destinata alle varie attività, possiamo osservare come la produzione dell'energia riguardi:

- per il 33% gli usi industriali;
- per il 24% gli edifici commerciali e residenziali;
- il 22% dell'energia è relativa ai trasporti;
- c'è un 11% di consumi di combustibile che non sono addebitabili direttamente a nessuna attività specifica;
- un 8% attribuibile alle fughe per la produzione dell'energia stessa;
- con un restante 8% circa destinato all'agricoltura e alla pesca.

Il mix energetico attuale vede le fonti fossili alimentare oltre l'84% del fabbisogno energetico mondiale:

- il 33% dell'energia proviene dal petrolio;
- il 27% dal carbone;
- il 24% dal gas naturale.

Si tratta di fonti energetiche ad alto contenuto di carbonio il cui utilizzo comporta, come abbiamo visto, l'aumento della concentrazione di anidride carbonica in atmosfera. Il restante 16% del mix energetico globale è coperto

- dall'energia nucleare per il 4,5% circa;
- dalle fonti rinnovabili per l'11,5% circa.

L'energia nucleare, il cui utilizzo non comporta emissioni di CO₂, non è una fonte rinnovabile, perché il combustibile nucleare è una risorsa che viene consumata e non si rigenera, mentre l'energia idroelettrica, l'energia eolica, l'energia solare e i *fuel* di origine biologica, assieme ad altre fonti di minore importanza, come l'energia geotermica, il moto ondoso e le maree, sono le cosiddette energie rinnovabili, perché non si esauriscono e hanno la capacità di rigenerarsi.

Come si vede da questi numeri la riduzione delle emissioni di carbonio di origine antropica passa inevitabilmente dall'abbandono delle fonti fossili, che dovranno essere sostituite da fonti di energia che non comportino ulteriori immissioni di carbonio in atmosfera, ma che siano *carbon zero* o *carbon neutral*.

Le principali fonti di energia rinnovabile *carbon zero*, ovvero il cui sfruttamento non comporta alcuna emissione di anidride carbonica, sono l'energia idroelettrica, l'energia solare e l'energia eolica che, tutte assieme, coprono attualmente circa il 10% del fabbisogno energetico globale.

Attualmente le fonti energetiche rinnovabili *carbon neutral*, ovvero il cui utilizzo comporta emissioni di anidride carbonica precedente-

mente sottratta all'atmosfera,⁴ sono principalmente i biocombustibili, come ad esempio il biometano, che coprono oggi circa l'1% del fabbisogno energetico globale. Un ulteriore 1% circa è dato da altre fonti rinnovabili, come le fonti geotermiche, il moto ondoso e le maree.

Risulta evidente che tutte queste fonti alternative alle fonti fossili dovranno fare un forte "salto di quantità" e che quanto prima dovrà essere invertita la proporzione nel mix energetico rispetto all'attuale utilizzo di fonti fossili.

La decarbonizzazione del settore energetico, per quanto difficile e sfidante, rimane comunque l'unica strada per diminuire in modo significativo le emissioni di anidride carbonica di origine antropica. Unitamente alla riduzione dei consumi energetici conseguibile attraverso l'incremento dell'efficienza dei processi e l'ottimizzazione dell'impiego delle risorse, la decarbonizzazione è quindi il terreno su cui la comunità internazionale ha deciso di impegnarsi per limitare il riscaldamento globale.

3. *Lo shipping di fronte alla transizione energetica*

Al trasporto marittimo viene attribuita una quota di poco inferiore al 3% delle emissioni totali di gas ad effetto serra di origine antropica. Si tratta di una percentuale non particolarmente elevata, soprattutto se confrontata con altri comparti industriali e dei servizi; tuttavia è senza dubbio necessario che anche per il settore dello *shipping* vengano adottate tutte le misure disponibili per ridurre l'impronta di carbonio.

Va sottolineato che, nell'ambito del settore dei trasporti, il trasporto via mare ha un'incidenza di poco inferiore all'11% del totale attribuito ai trasporti nel loro complesso; l'incidenza dello *shipping* risulta inferiore a quella del trasporto aereo, che è poco meno del 12%, e soprattutto del trasporto su strada che, per restare nel solo ambito del

⁴ La sottrazione di anidride carbonica all'atmosfera avviene oggi attraverso il processo naturale della fotosintesi clorofilliana, che fissa il carbonio nelle biomasse poi utilizzate per produrre energia; si prevede che in futuro la cattura dell'anidride carbonica con processi industriali, attualmente ancora in fase di sviluppo, possa dare luogo ad altri combustibili *carbon neutral* di origine sintetica.

trasporto delle merci, ha un'impronta di carbonio tre volte superiore a quella del trasporto marittimo.

Se si ragiona in termini di "intensità di carbonio", ovvero di grammi di CO₂ emessa per tonnellata trasportata e per chilometro percorso, il trasporto via mare è di gran lunga il meno impattante. Infatti, per ogni tonnellata trasportata e chilometro percorso:

- il trasporto aereo emette oltre 450 grammi di CO₂ (Boeing 747 con 110 tonnellate di portata)
- il trasporto su gomma circa 80 grammi (autoarticolato da 40 tonnellate)
- una nave portacontenitori da 18.000 TEU⁵ emette 3 grammi di CO₂.

Fin dal 2011 l'International Maritime Organization ha adottato delle misure per la riduzione delle emissioni di gas serra. L'approccio dell'IMO è quello della *compliance* obbligatoria delle navi alle normative che via via vengono adottate ed entrano in vigore. In mancanza di *compliance* la nave non può ottenere la certificazione e non può navigare.

A partire dal 2011, nell'ambito della convenzione internazionale MARPOL, attraverso il VI Annesso di questa convenzione, che riguarda le emissioni in atmosfera, sono stati progressivamente messi in campo alcuni strumenti che incidono sia sulle caratteristiche tecniche delle navi sia sulle loro modalità operative:

- EEDI: l'*Energy Efficiency Design Index* (indice di efficienza energetica di progetto) stabilisce uno standard per le nuove costruzioni, garantendo che i progetti delle navi raggiungano un certo livello di efficienza e riducano le emissioni di carbonio. L'EEDI richiede un livello minimo di efficienza energetica per unità di lavoro di trasporto (ad esempio tonnellata per miglio) per diversi segmenti di tipo e di dimensione della nave.
- SEEMP: lo *Ship Energy Efficiency Management Plan* (piano di gestione dell'efficienza energetica della nave) è uno strumento operativo volto a migliorare l'efficienza energetica di una nave. Il SEEMP sollecita l'armatore e l'operatore della nave a considerare

⁵ TEU (Twenty feet Equivalent Unit) è l'unità con la quale viene descritta la capacità di carico di una nave portacontenitori: una nave da 18.000 TEU è una nave in grado di trasportare 18.000 contenitori ISO da 20 piedi.

nuove tecnologie e modalità operative per ottimizzare le prestazioni operative della nave.

- EEXI: l'*Energy Efficiency Existing ship Index* (indice di efficienza energetica delle navi esistenti) impone a tutte le navi esistenti, di stazza lorda uguale o superiore alle 400 tonnellate, di calcolare l'indice di efficienza energetica secondo lo schema dell'EEDI e di raggiungere un "EEXI richiesto", equivalente ai livelli EEDI stabiliti per l'anno 2022, creando così condizioni di parità tra la flotta esistente e le nuove costruzioni.
- CII: il *Carbon Intensity Indicator* (indicatore di intensità di carbonio) riflette l'efficienza energetica operativa delle navi, basandosi sul consumo di combustibile. È obbligatorio per le navi di stazza lorda pari o superiore a 5.000 tonnellate e ogni nave soggetta alla norma deve raggiungere il valore CII operativo annuale richiesto. La valutazione viene fornita su una scala A, B, C, D o E – in ordine decrescente di merito – e una nave classificata D per 3 anni consecutivi o classificata E anche per un solo anno deve sviluppare un appropriato "Piano di azioni correttive" che deve essere approvato dall'amministrazione di bandiera.

Anche l'Unione Europea si è mossa per regolamentare le emissioni derivanti dal trasporto marittimo.

L'approccio dell'Unione Europea si basa sul principio del "chi inquina paga" e agisce sulla leva economica per limitare l'utilizzo dei combustibili più inquinanti e favorire la transizione verso combustibili alternativi a minore impatto in termini di emissioni di CO₂.

Nell'ambito dello *European Green Deal* la Commissione Europea ha presentato un pacchetto di direttive e regolamenti chiamato *Fit for 55* (ovvero: piano per ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990) che contiene alcune misure specifiche per lo *shipping*:

- EU-ETS: dal 2024 il trasporto marittimo intraeuropeo e quello internazionale che scala i porti dell'Unione è inserito nel sistema europeo di scambio di quote di emissione di gas a effetto serra (*European Union Emissions Trading System* - EU ETS);
- *FuelEU Maritime*: la norma stabilisce uno standard che ha come obiettivo quello di orientare il settore verso l'impiego di carburanti rinnovabili e a basse emissioni di carbonio;

e altre di tipo più generale, che comunque incidono sul settore marittimo:

- AFIR: l'*Alternative Fuels Infrastructure Regulation* rafforzerà lo sviluppo delle infrastrutture per i combustibili alternativi – ad esempio il GNL – e l'infrastruttura di *Cold Ironing*,⁶ per alimentare le navi in sosta nei porti attraverso la rete elettrica di terra;
- RED II: la seconda edizione della *Renewable Energy Directive* punta a favorire le fonti di energia rinnovabile e la produzione di combustibili *carbon neutral* e *zero carbon*, di cui anche il settore navale potrà fare uso.

L'ETS si basa sul principio *cap and trade*, che stabilisce un tetto massimo complessivo alle emissioni consentite in Europa, cui corrisponde un equivalente numero di "quote di emissione". Una quota è pari ad una tonnellata di CO₂ equivalente. Ogni Armatore dovrà restituire ogni anno un numero di quote pari alle emissioni dell'anno precedente, con un periodo di *phase-in* graduale fino al 2027.

Le quote di emissione vengono vendute in un mercato primario attraverso aste pubbliche alle quali partecipano soggetti accreditati e possono essere scambiate in un mercato secondario con modalità simili a quelle dei mercati azionari. Il prezzo delle quote varia a seconda delle condizioni di mercato; nel corso del 2023 ha oscillato tra i 100 e gli 80 euro, attualmente è attorno agli 80 euro.

Se si considera che per ogni tonnellata di combustibile navale bruciato vengono emesse circa 3,1 tonnellate di CO₂, si vede che, dal punto di vista pratico, l'ETS funziona come un *mark up* di approssimativamente 240 euro per ogni tonnellata di combustibile, che significa incrementare di oltre il 35% il costo del *Very Low Sulphur Fuel Oil* (combustibile pesante allo 0,5% di zolfo) e di oltre il 25% il costo del *Marine Diesel Oil*.

Il Regolamento *FuelEU Maritime* obbligherà le navi di stazza lorda superiore alle 5.000 tonnellate, che sono il 55% di tutte le navi ma che

⁶ Con *Cold Ironing*, o AMP (*Alternate Marine Power*), oppure OPS (*Onshore Power Supply*) viene indicata la tecnologia attraverso la quale una nave, quando attraccata, viene connessa alla rete elettrica di terra. Questo consente di fermare i generatori diesel di bordo che servono alla produzione dell'energia elettrica necessaria per alimentare i servizi di bordo della nave durante la sosta.

producono il 90% delle emissioni del settore marittimo, ad una progressiva riduzione dell'intensità delle emissioni di gas ad effetto serra rispetto alla media del 2020. Si partirà da una riduzione del 2% per il 2025 per arrivare nel 2050 all'80% in meno rispetto ai valori del 2020:

- 2025: -2%
- 2030: -6%
- 2035: -14,5%
- 2040: -31%
- 2045: -62%
- 2050: -80%

Durante le soste nei porti le navi dovranno inoltre connettersi alla rete elettrica di terra e spegnere i generatori di bordo, a meno che non usino un'altra tecnologia a zero emissioni per produrre l'energia elettrica loro necessaria durante la sosta.

Con il quadro normativo internazionale ed europeo che abbiamo visto lo *shipping* è chiamato a raccogliere importanti sfide e a superarle.

Ci saranno delle sfide di natura tecnologica, consistenti nell'identificazione dei *fuel* più promettenti e delle tecnologie più mature e sicure da portare a bordo; in secondo luogo occorrerà sviluppare un'industria di terra in grado di produrre le necessarie quantità di *fuel* alternativi, e questa sfida di natura produttiva verrà affiancata da una sfida di tipo infrastrutturale che consisterà nel costruire una rete di bunkeraggio nei porti efficiente, affidabile e capillare. Per realizzare tutto ciò occorrerà reperire un'enorme quantità di risorse economiche: una sfida che dovrà essere raccolta *in primis* dagli armatori ma rispetto alla quale anche gli Stati dovranno fare la loro parte, agevolando quanto più possibile gli investimenti e, dove non fosse sufficiente lo sforzo dei privati, finanziando direttamente la transizione delle flotte.

Dal 2021 il *Det Norske Veritas*, uno dei più importanti e accreditati Registri di Classifica, pubblica uno studio annuale sullo stato dell'arte della transizione energetica del settore del trasporto marittimo. Lo studio del 2023 mostra alcuni punti particolarmente significativi; attualmente:

- oltre il 98% delle navi in servizio – quasi il 94% in termini di tonnellaggio – usa *fuel* convenzionali derivati dal petrolio per la propria propulsione;
- quasi il 74% degli ordinativi di nuove navi negli *order book* dei cantieri si riferisce a navi che saranno propulse ancora con *fuel* conven-

zionali; questa cifra si riduce a circa il 49% se si ragiona in termini di tonnellaggio, a significare che oltre la metà del nuovo tonnellaggio, che è generato dalle grandi navi oceaniche, è già indirizzato verso *fuel* alternativi;

- il gas naturale liquefatto (LNG, *Liquefied Natural Gas*) e metanolo stanno emergendo come *fuel* alternativi e gli ordini di nuove navi propulse con questi *fuel* sono in aumento; in termini di tonnellaggio il 40% circa di nuovi ordinativi è per navi LNG e l'8% per navi a metanolo;
- idrogeno e ammoniaca non rappresentano ancora soluzioni percorribili.

Comparando lo studio del 2023 con quelli degli anni precedenti si vede come la situazione si stia lentamente evolvendo. Nel 2021 le navi in ordine con *fuel* alternativi rappresentavano l'11,84% dell'*order book* dei cantieri; nel 2022 questa percentuale era salita al 21,10%, per arrivare al 26,20% attuale.

Come si vede si tratta di un tasso di crescita abbastanza lento, che però è significativamente più elevato se si guardano i numeri in termini di nuovo tonnellaggio immesso in servizio; questo vuol dire che lo *shipping*, nonostante le difficoltà, è comunque in marcia e ha imboccato in modo deciso la strada della transizione energetica.

Gli sforzi fatti e i risultati raggiunti sono considerati da più parti insufficienti e la stessa IMO ha elevato il proprio livello di ambizione verso il *net zero* al 2050, tuttavia il settore è unanimemente considerato come *hard-to-abate* a causa di alcuni punti chiave di cui occorre comunque tenere conto:

- i *fuel* alternativi: per l'alimentazione delle navi sono necessari *fuel* con un'alta densità energetica, sia di massa che di volume, facili e sicuri da stoccare e maneggiare a bordo, nonché ampiamente disponibili nei vari porti di scalo; i *fuel* attuali di origine fossile hanno queste caratteristiche e dovranno essere sostituiti necessariamente con *fuel* alternativi che abbiano gli stessi requisiti o che, quanto meno, si avvicinino il più possibile a queste caratteristiche;
- il ricambio delle flotte: le navi hanno una vita operativa molto lunga e inoltre il ricambio delle flotte è legato alla capacità produttiva dell'industria cantieristica mondiale; questa capacità produttiva non è particolarmente elevata ed è concentrata per la gran parte in

Estremo Oriente. Infatti l'attuale capacità dei cantieri navali a livello globale è di circa 1.200÷1.300 navi all'anno, mentre in termini di tonnellaggio Cina, Corea del Sud e Giappone costruiscono oltre il 90% del volume totale. La transizione delle flotte mondiali, stimata in circa 80.000 navi, sarà quindi lenta e graduale; occorrerà gestire al meglio la flotta esistente, della quale non si può certamente fare a meno per le ragioni che sono state esposte all'inizio, accelerando nel contempo il più possibile la costruzione delle nuove navi *green*;

- i costi: i costi di investimento (CAPEX) e operativi (OPEX) del trasporto marittimo sono entrambi destinati a crescere molto rapidamente, a causa degli alti costi richiesti dagli investimenti necessari per adeguare le flotte e a causa dei costi dei *fuel* alternativi, che sono sensibilmente più elevati rispetto a quelli tradizionali e che rimarranno tali per un certo numero di anni. Almeno una parte di questi costi aggiuntivi saranno inevitabilmente ribaltati sugli utenti finali e questa difficoltà costituirà un ulteriore freno alla transizione.

La transizione dello *shipping* avverrà giocoforza su due binari paralleli. Da un lato, da qui al 2050, vedremo diminuire la consistenza della flotta esistente e il numero di navi *single-fuel* alimentate con i *fuel* fossili, che quindi perderanno progressivamente il loro peso; dall'altro vedremo crescere il numero delle nuove costruzioni che saranno *dual-fuel*, ovvero in grado di bruciare un *fuel* alternativo (come GNL o metanolo) accanto al *fuel* tradizionale oppure *single-fuel* ma alimentate con combustibili *carbon neutral* o *zero carbon*: i *biofuel* originati dalle biomasse e i cosiddetti *e-fuel*⁷ vedranno quindi crescere in modo deciso il loro peso e la loro importanza.

⁷ Con il termine *e-fuel* vengono indicati i cosiddetti "elettro-combustibili", ottenuti per via sintetica combinando l'anidride carbonica o il monossido di carbonio con l'idrogeno, utilizzando come fonte energetica per tutti i processi coinvolti nella produzione l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (eolica, solare, geotermica, idrica) o nucleare; in questo modo si ottiene un combustibile *carbon neutral* in quanto il carbonio presente nella molecola di questi combustibili è già presente in atmosfera, mentre l'energia necessaria al loro processo produttivo è totalmente priva di carbonio. Gli *e-fuel* possono essere adoperati nei motori endotermici e per questo vengono visti come un modo indiretto di elettrificare settori come lo *shipping* o l'*aviation* e tutti i campi in cui vengono adoperati gli attuali *fuel* derivati dal petrolio e l'utilizzo di altre soluzioni è visto come altamente problematico.

I *fuel* fossili continueranno quindi ad alimentare la flotta esistente e un numero via via decrescente di nuove costruzioni *single-fuel*, mentre i *biofuel* andranno progressivamente a sostituire quantità crescenti di *fuel* fossili nei motori diesel esistenti e nelle navi *dual-fuel*. Le percentuali di *drop-in*, ossia di miscelazione, di *biofuel* nei *fuel* fossili tradizionali aumenterà progressivamente; già da tempo sono in corso delle sperimentazioni che dimostrano che in taluni casi i *biofuel* sono in grado di sostituire integralmente i *fuel* fossili derivati dal petrolio.

Quando le fonti primarie per la produzione di energia elettrica saranno prive di impronta di carbonio, o avranno un'impronta di carbonio fortemente ridotta, sarà possibile produrre *fuel* sintetici che combinino il carbonio catturato in atmosfera da anidride carbonica o monossido di carbonio con l'idrogeno prodotto per elettrolisi in modo *carbon neutral*. Questi elettro-combustibili – i cosiddetti *e-fuel* – come *eMethane*, *eMethanol*, *eDiesel* ed *eAmmonia* potranno essere utilizzati dai motori a combustione interna, come i motori diesel e le turbine a gas, ed elettrificheranno in modo indiretto il trasporto marittimo.

Come messo in evidenza dal citato studio del DNV, le soluzioni per limitare le emissioni di gas serra nel settore marittimo sono molteplici e di varia natura:

- *ottimizzazione operativa, logistica e digitalizzazione*: possono contribuire in misura significativa – si stima in oltre il 20% – alla riduzione delle emissioni; la riduzione di velocità e l'ottimizzazione dell'impiego delle navi⁸ sono in taluni casi soluzioni possibili e molto promettenti, così come l'aumento delle dimensioni delle navi, che a parità di consumi abbassa l'intensità di carbonio per tonnellata trasportata, o il *weather routing* che consente di modificare la rotta in funzione delle condizioni meteomarine, evitando quelle particolarmente avverse che, come noto, hanno una notevole incidenza sui consumi;
- *idrodinamica*: miglioramenti dell'ordine del 5÷15% possono essere ottenuti dall'aumento dell'efficienza idrodinamica delle navi, me-

⁸ Si pensi alle procedure di *on time arrival at port* che, favorite dalla digitalizzazione, consentirebbero alle navi di arrivare nei porti al momento della effettiva disponibilità dell'ormeggio in banchina, evitando lunghe attese in rada e tratte di trasferimento a velocità più elevata di quella effettivamente necessaria.

dianche l'utilizzo di pitture *antifouling* ad alte prestazioni, l'ottimizzazione delle forme di carena, con tecnologie come la lubrificazione ad aria dello scafo o la frequente pulizia di carena ed elica;

- *macchinari*: anche l'ottimizzazione del funzionamento dei macchinari e l'introduzione di tecnologie innovative può dare un contributo, stimabile tra il 5% e il 20%, alla riduzione delle emissioni di gas serra; il miglioramento dell'efficienza dei macchinari esistenti, l'introduzione di sistemi di recupero del calore disperso, il *derating* dei motori di propulsione, l'ibridizzazione attraverso batterie e l'introduzione di sistemi totalmente innovativi come le celle a combustibile sono alcuni esempi di ciò che può essere fatto in questa direzione;
- *energia*: dei vettori di energia si è già ampiamente discusso in precedenza; si va dall'adozione di combustibili meno impattanti – LNG, LPG, *biofuels*, metanolo, ammoniaca, idrogeno – all'adozione di soluzioni quali l'elettrificazione o l'energia del vento, per non dimenticare, anche se si tratta di un tema piuttosto controverso, l'energia nucleare; in funzione delle soluzioni adottate si può arrivare ad abbattere le emissioni di CO₂ anche del 100%;
- *cattura del carbonio*: la cattura del carbonio viene considerata molto promettente in termini prospettici, sia in vista di una sua successiva segregazione, ad esempio in giacimenti petroliferi dismessi, ma anche nell'ottica della produzione degli *e-fuel* dove il carbonio prelevato dall'atmosfera diventerebbe uno dei componenti fondamentali; la cattura del carbonio può rappresentare un modo per abbattere fino al 90% le emissioni di CO₂.

Risulta evidente, però, che non tutte queste soluzioni sono applicabili alla flotta esistente, per la quale si ripropone, come già detto, la questione della riduzione dell'impatto senza sospenderne l'operatività. Alle navi esistenti, in linea di principio, si possono applicare soluzioni quali:

- la riduzione della velocità;⁹

⁹ La diminuzione di velocità riduce in modo esponenziale i consumi e conseguentemente le emissioni di CO₂, quindi si presenta come molto efficace, da questo punto di vista. Tuttavia questo tipo di soluzione è applicabile solo se il servizio a cui la nave è destinata lo consente; ad esempio risulta problematico scendere al di sotto di una certa velocità in un traghetto di linea, perché l'unità potrebbe non essere più in grado di rispettare la schedula e le rotazioni; ma anche per le unità da carico, dove in linea teorica ridurre la velocità è quasi sempre possibile, occorre stare attenti a che la ridu-

- l'ottimizzazione operativa;
- l'ottimizzazione delle rotte;
- le pitture ad alte prestazioni;
- la pulizia di elica e carena;
- l'efficientamento delle macchine;
- il recupero del calore;
- il *derating* dei motori;
- il *drop-in* di *biofuel* nel combustibile tradizionale;

gli altri interventi sono in genere possibili solo sulle nuove costruzioni oppure, con importanti e spesso costosi *retrofit*, sulle unità più recenti, laddove l'investimento fosse tecnicamente possibile ed economicamente giustificato.

Resta quindi aperto il problema che deriva dalla dismissione della flotta esistente, che sarà giocoforza graduale, con la riduzione dell'impatto delle navi in esercizio che dovranno accompagnare il progressivo inserimento di nuovo naviglio, tecnologicamente predisposto all'impiego di nuovi combustibili, a cui dovranno parallelamente affiancarsi una struttura di produzione e una catena di distribuzione dei nuovi *fuel* in grado di soddisfare la crescente domanda.

4. Conclusioni

Al termine di queste necessariamente brevi considerazioni sulla transizione energetica del trasporto marittimo si possono trarre alcune conclusioni, sintetizzate nei punti che seguono.

- Anche per il settore dello *shipping*, a cui vengono attribuite poco meno del 3% delle emissioni globali di gas ad effetto serra, la transizione energetica non è un'opzione ma una necessità; questo settore deve fare e sta facendo la sua parte.
- La navigazione marittima, per le sue caratteristiche tecniche e operative, è considerata un settore *hard-to-abate*; la sua transizione sarà

zione di velocità su una certa rotta non comporti l'inserimento di navi supplementari per soddisfare la domanda di trasporto su quella tratta, nel qual caso la singola nave vedrebbe ridurre le proprie emissioni, ma le emissioni complessive su quella linea crescerebbero e la "partita ambientale" risulterebbe quindi in perdita.

un processo lungo, graduale e richiederà una grande quantità di risorse economiche.

- Si stima che oltre l'80% del commercio mondiale viaggi via mare e quindi, se non si vogliono fermare lo sviluppo e la crescita, necessarie anche per la transizione energetica, lo *shipping* deve continuare a garantire il proprio supporto: la riduzione delle emissioni del trasporto marittimo non può e non deve tradursi in una diminuzione dei traffici, che anzi aumenteranno e avranno bisogno di uno *shipping* in "buona salute".
- La flotta esistente sarà gradualmente sostituita da nuove unità *low carbon* e *zero carbon*, ma nel frattempo deve continuare ad operare adottando tutte le soluzioni possibili per ridurre il proprio impatto. Parallelamente al rinnovo delle flotte l'industria e la logistica di terra devono realizzare un'adeguata *supply chain* per i combustibili alternativi che alimenteranno le nuove navi.
- Devono essere studiati degli strumenti finanziari in grado di agevolare il reperimento delle ingenti risorse economiche necessarie al rinnovamento delle flotte e alla transizione energetica.

STEFANO BARBERIS*

*Cooperazione internazionale per la promozione
dell'idrogeno verde come vettore energetico del futuro:
il progetto JUST GREEN AFRH2ICA*

Abstract: Africa has a significant potential to produce green hydrogen due to its abundant renewable energy resources such as solar, wind, and hydropower. According to a report by the International Renewable Energy Agency (IRENA) published in October 2021, Africa could produce more than 700 million tons of green hydrogen by 2050, which would represent approximately one-third of global production.

However, realizing this potential will require significant investment in renewable energy infrastructure and hydrogen production facilities, as well as enhancements of policy and regulatory frameworks at local level to support the development of the hydrogen sector.

For this purpose, the paper presented in this forum analyzes, working from available literature and databases, the renewable hydrogen potential of African countries, and considers different aspects, from renewable energy production availability and potential, to socio-economic and infrastructural factors.

On the basis of this assessment it is possible to identify the strategic countries for promoting green hydrogen and cooperation with Europe. Considering the current and 2040 time horizon and working from an innovative methodology, scoring/ranking and multi-sector assessment approach, the paper attempts to indicate which countries could develop their own renewable hydrogen potential.

Ormai da un paio di anni, attraverso gli impegni assunti nel suo *New Green Deal* e nella più recente *European Hydrogen Strategy*, la Commissione Europea ha individuato nell'idrogeno il vettore energetico chiave per decarbonizzare il proprio sistema energetico e produttivo, facilitando la penetrazione e gestione degli impianti non dispacciabili

* Dipartimento di Ingegneria Meccanica, Energetica, Gestionale e dei Trasporti (DIME), Università degli Studi di Genova.

a fonti rinnovabili (attraverso il power-to-hydrogen) e promuovendo l'utilizzo dell'idrogeno come soluzione per decarbonizzare settori industriali e dei trasporti non elettrificabili (le cosiddette "hard-to-abate industries", tra le quali si ricordano acciaierie, cementifici, raffinerie, impianti metallurgici e per la produzione del vetro...).

A seguito della recente crisi russo-ucraina e la seguente promozione del *RePowerEU Plan*, la Commissione Europea ha individuato nell'idrogeno il vettore energetico che potrà dare indipendenza e sostenibilità energetica al nostro continente, grazie a un ambizioso piano di produzione di idrogeno verde attraverso elettrolizzatori in grado di produrre fino a 10 Mt di idrogeno entro il 2030, ma anche prevedendo di importare altrettanti 10 Mt di idrogeno verde da paesi extraeuropei. In questo senso, l'Europa avrà bisogno di stabilire alcune partnership strategiche con paesi in grado di esportare questo quantitativo di idrogeno.

L'Africa ha storicamente un rapporto privilegiato con il continente europeo, in ambito sia commerciale che sociopolitico, e ospita anche oggi importanti impianti industriali, porti e rotte commerciali nonché infrastrutture energetiche (ad es. *pipeline* di gas naturale) che le permettono di interagire con il nostro continente.

L'Africa inoltre ha un significativo potenziale per produrre idrogeno verde grazie alle sue abbondanti risorse di energia rinnovabile, come l'energia solare, eolica e idroelettrica. Secondo un rapporto dell'Agenzia internazionale per le energie rinnovabili (IRENA) pubblicato nell'ottobre 2021, l'Africa ha il potenziale di produrre più di 700 milioni di tonnellate di idrogeno verde (ovvero prodotto per elettrolisi tramite elettrolizzatori alimentati da energia rinnovabile) entro il 2050, che rappresenterebbe circa un terzo della produzione globale. Inoltre, vista la grande producibilità attendibile dagli impianti di produzione di energia rinnovabile potenzialmente installabili nel continente, il costo di produzione di tale idrogeno verde sarebbe inferiore a 1.5 \$/kg (figura 1).

Per tutti questi motivi, l'Africa può essere dunque un interlocutore privilegiato per l'Europa per raggiungere gli obiettivi del *RePowerEU Plan*.

Tuttavia, per realizzare questo potenziale saranno necessari significativi investimenti in impianti a fonti rinnovabili, elettrolizzatori, ma anche in infrastrutture energetiche e per lo sviluppo di adeguati sistemi regolatori e di mercato (sia domestico che per l'export) per sostenere lo sviluppo del settore dell'idrogeno nel continente africano. Il Progetto



Figura 1. *Potenziale di produzione di idrogeno verde a costi inferiori a 1,5 \$/kg nel 2050 in TWh.*

JUST GREEN AFRH2ICA (finanziato dalla Commissione Europea e dalla Clean Hydrogen Partnership nell'ambito del programma quadro *Horizon Europe*) si pone l'obiettivo di promuovere *roadmap* congiunte fra i due continenti allo scopo di sviluppare investimenti, *policies*, impianti per la produzione di idrogeno verde in Africa, oltreché di identificare le aree di maggiore interesse nel continente africano dove promuovere queste azioni e di stimolare campagne di training e scambio di *know-how* tra i continenti sul tema dell'idrogeno.

A questo scopo, lo studio presentato in questo consesso ha voluto mostrare (partendo da dati raccolti in letteratura e dai database internazionali disponibili, nonché dalle *policies* energetiche dei vari paesi) qual è l'effettivo potenziale di produzione di idrogeno rinnovabile (da prodursi per via elettrolitica) nei paesi africani, esaminando diversi aspetti, partendo dalla disponibilità e dal potenziale di produzione di energia rinnovabile fino agli aspetti socioeconomici e infrastrutturali. L'obiettivo dello studio è quello di identificare, attraverso una valutazione multisettoriale, quali potrebbero essere i paesi più rilevanti che potrebbero sviluppare il proprio potenziale di idrogeno rinnovabile sia per uso interno che per ragioni di export, guardando all'orizzonte temporale attuale e al 2040.

L'abbondante presenza di energia rinnovabile non è infatti l'unico criterio da considerare quando si vuole capire quali possono essere i paesi a maggior potenziale per la produzione di idrogeno verde: lo

studio ha quindi analizzato aspetti energetici (elettrificazione del paese, presenza di un surplus di produzione di energia...), infrastrutturali (presenza di *gas pipeline* o terminal LNG potenzialmente utilizzabili per il trasferimento di idrogeno verso l'Europa, ma anche presenza di porti e qualità di strade/infrastrutture viarie), socioeconomici (partendo da indicatori largamente utilizzati come l'*investment freedom index* o il *political stability index*) ecc.

Allo scopo di svolgere questa valutazione sono stati realizzati vari *ranking* su ciascuna categoria in analisi, per poi andare a calcolare una media pesata di tali *ranking* allo scopo di determinare un punteggio/*ranking* finale per identificare i paesi più interessanti su cui investire sia in un orizzonte temporale breve (dati 2023) sia in uno più lungo, guardando al 2040.

In questo senso si è potuto vedere (figura 2) come paesi che oggi presentano notevoli surplus di energia rinnovabile (principalmente idroelettrica, come ad esempio la Repubblica Democratica del Congo o l'Etiopia) possano non risultare i più indicati su cui puntare, mentre paesi come il Marocco, il Sud Africa o la Namibia possono offrire rilevanti opportunità di collaborazione con il continente europeo sfruttando le loro infrastrutture energetiche e portuali, così come la presenza sul territorio di investitori europei ben supportati da *policies* e strategie energetiche locali/nazionali, oltre che di strumenti finanziari e di supporto *ad hoc* e studiati per il contesto africano.

Alla luce di questa analisi è interessante notare come una politica di promozione dell'idrogeno verde da parte degli attori europei sul ter-

| RANK 2023 | COUNTRY | SCORE | RANK 2040 | COUNTRY | SCORE |
|-----------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|
| 1 | Egypt | 3,59 | 1 | Morocco | 4,62 |
| 2 | Angola | 6,63 | 2 | Egypt | 4,92 |
| 3 | Morocco | 9,57 | 3 | South Africa | 6,26 |
| 4 | Nigeria | 10,13 | 4 | Algeria | 6,41 |
| 5 | Ethiopia | 10,85 | 5 | Mauritania | 8,67 |
| 6 | Kenya | 10,97 | 6 | D.R.C. | 10,31 |
| 7 | Ivory Coast | 11,20 | 7 | Ghana | 11,06 |
| 8 | Sudan | 11,63 | 8 | Nigeria | 11,51 |
| 9 | Tanzania | 13,9 | 9 | Namibia | 11,92 |
| 10 | Uganda | 15,43 | 10 | Kenya | 12,02 |
| 11 | Zambia | 15,54 | 11 | Ethiopia | 12,67 |
| 12 | D.R.C. | 15,61 | 12 | Angola | 12,75 |
| 13 | Malawi | 17,33 | 13 | Tanzania | 12,9 |
| 14 | Namibia | 17,77 | 14 | Tunisia | 13,24 |
| 15 | Guinea | 18,06 | 15 | Cameroon | 15,11 |

Figura 2. Ranking dell'analisi multisettoriale proposta dei 15 paesi africani più promettenti per la produzione di idrogeno verde.

ritorio africano dovrebbe avere diversi obiettivi a seconda delle zone di interesse, promuovendo ad esempio:

- impianti per la produzione di idrogeno verde volti all'esportazione (tramite *gas pipeline* oggi già in grado di trasportare fino al 5% in massa di idrogeno nelle proprie condotte) principalmente nei paesi del Nord Africa (visto anche il minor costo e impatto ambientale del trasporto dell'idrogeno tramite *pipeline*) quali Marocco, Egitto, Tunisia, Mauritania;
- impianti per la produzione di idrogeno verde volti all'utilizzo in impianti produttivi *hard-to-abate* locali (ad es. acciaierie, aziende di produzione di fertilizzanti e prodotti chimici, raffinerie...), spesso di proprietà di gruppi industriali europei, nelle altre aree del continente e in particolare in Sud Africa, Etiopia, Kenya, Ghana... anche allo scopo di creare un mercato locale dell'idrogeno e la creazione di "Hydrogen Hubs" in concomitanza di distretti industriali, aree ad alto potenziale rinnovabile e presenza di fonti d'acqua.

L'approccio proposto degli "Hydrogen Hubs" vuole essere un adattamento del concetto di Hydrogen Valleys al momento promosso in Europa, ma difficilmente replicabile *tout court* in Africa, specialmente considerando la mancanza a livello locale di adeguate infrastrutture energetiche e di trasporto che potrebbero proporsi come *off-takers* integrati dell'idrogeno prodotto dagli impianti di elettrolisi. In generale è inoltre importante tenere presente che il ruolo degli elettrolizzatori in Africa deve essere diverso rispetto a quello previsto in Europa, in cui la produzione di idrogeno viene vista principalmente come un'opportunità di "large scale/long duration energy storage". Data la frammentarietà del mercato elettrico e delle reti elettriche africane (con paesi limitrofi oggi non in grado di scambiarsi energia), i futuribili impianti di elettrolisi devono essere visti come impianti di produzione di idrogeno verde a sé stanti, collegati con impianti rinnovabili spesso *off-grid* e i cui *business models* (per valutarne la fattibilità economica) non possono prevedere forme di incentivi o di ricavi da servizi di bilanciamento offerti al mercato/rete elettrica locale.

L'analisi presentata in questo studio vuole quindi essere un punto di partenza robusto e multisettoriale per individuare, all'interno del progetto JUST GREEN AFRH2ICA, le strategie, i contesti e i paesi più adatti per stimolare la collaborazione tra Africa e Europa nella mutua transizione verso l'idrogeno verde.

LUCA BELTRAMETTI*

*Alcuni aspetti economici della transizione ambientale
con particolare riferimento al settore automobilistico*

Abstract: In this short contribution I present some data and some reflections on the main economic aspects of the environmental transition, paying particular attention to the topic of transformations in the automotive world, also with a brief comparison between the policies adopted in Europe and China.

The European strategy for the transition towards car decarbonisation appears to me to be weak from two points of view.

First of all, the so-called “environmental transition” designed by the European Commission is decided and governed from above, is independent of individual desires and derives from a generic wish (not always deeply shared in content) to avoid an environmental catastrophe. Efforts must be made to ensure effective technological neutrality: companies must be free to seek the best technological solutions and consumers must be enabled to express their preferences through their choices.

Secondly, Europe has made radical decisions that contradict the logic of the gradual approach which has proven highly effective in the past (and which was recently adopted in China).

In questo breve contributo presento alcuni dati e alcune riflessioni sui principali aspetti economici della transizione ambientale prestando un’attenzione particolare al tema delle trasformazioni del mondo *automotive*, anche con sintetico confronto tra le politiche adottate in Europa e in Cina.

Nel 2022 si è registrato (IEA) nel mondo il picco massimo nel consumo di carbone (>8 miliardi t/anno) e nel consumo di petrolio (>100 milioni barili al giorno). Nonostante le gravi preoccupazioni per le implicazioni che le emissioni di CO₂ possono avere sul cambiamen-

* Professore ordinario di Politica Economica, Dipartimento di Economia, Università di Genova.

to climatico, a livello planetario non si è ancora invertita la tendenza all'aumento di tali emissioni.

La nostra prospettiva europea è certamente distorsiva: in Europa le emissioni di CO₂ sono in calo da quaranta anni, negli Stati Uniti da una ventina di anni, mentre in Cina e India si è registrata una forte crescita, anche associata all'intensa crescita economica ottenuta da questi paesi.

Le emissioni totali di CO₂ dell'Europa rappresentano oggi circa il 7% del totale mondiale; in Italia meno dell'1%. Sotto questa prospettiva, la relativa "virtù" del nostro Paese emerge osservando che il Pil italiano rappresenta invece circa l'1,9% del Pil mondiale.

Oggi nel mondo sole e vento servono per produrre solo il 20% circa dei nostri consumi totali di energia. Occorre quindi aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili e sostituire quella parte di elettricità attualmente prodotta da gas e carbone (80%) aumentando nel contempo la produzione assoluta di energia elettrica allo scopo di soddisfare le crescenti esigenze poste dalla crescita economica globale. Va pertanto aumentata la quota di elettrico nei nostri consumi. La sfida appare davvero improba considerando, per esempio, che – allo stato attuale delle tecnologie – ogni megawatt di energia solare implica un consumo di suolo di 1,5 ettari.

La transizione ambientale comporta pressioni inflazionistiche (aumento del costo dell'energia e – almeno nel breve periodo – aumento dei prezzi di auto, caldaie per abitazioni a pompa di calore...); tali pressioni inflazionistiche si aggiungono a quelle associate alla transizione demografica con possibili effetti cumulati, significativi e persistenti.

L'Unione Europea si è posta obiettivi molto ambiziosi: al 2030 le fonti rinnovabili dovrebbero fornire circa il 45% dei consumi finali di energia (NON della produzione di elettricità)!

Per raggiungere questi obiettivi: i) dovremmo installare ogni anno una quota di rinnovabili che è 10 volte quella annua che abbiamo installato negli ultimi anni; ii) dovremmo immatricolare ogni anno circa 1 milione di auto elettriche (l'anno scorso 50.000); iii) si dovrebbero installare ogni anno 600.000 pompe di calore per il riscaldamento domestico. Con riferimento a quest'ultimo obiettivo, spesso negli appartamenti mancano gli spazi fisici e si determinerebbero pressioni importanti sui prezzi degli impianti (si pensi all'effetto sui prezzi dei materiali per edilizia della politica del "110%").

Il fatto che l'Unione Europea si sia posta obiettivi così ambiziosi è suscettibile di tre interpretazioni, non necessariamente alternative:

a) una particolare sensibilità etica europea verso le questioni ambientali, eventualmente anche collegata a un sentimento di “restituzione” rispetto a reali o presunte colpe commesse in passato;

b) un tentativo di generare un effetto emulativo da parte di altri paesi. Si tenga conto infatti che l'Europa da sola può fare ben poco per il cambiamento climatico: come si è detto, la EU è responsabile per circa il 7% del totale mondiale di emissioni di CO₂ e il settore *automotive* è responsabile di meno del 30% di tali emissioni. Elettificando l'intero comparto *automotive* europeo (e producendo con fonti rinnovabili tutta l'energia necessaria) si ridurrebbe quindi l'immissione mondiale di CO₂ solo del 2% circa.

c) l'ambizione di acquisire una *leadership* in ambiti tecnologici del futuro.

La strategia europea per la transizione verso la decarbonizzazione dell'auto mi appare debole sotto due punti di vista.

In primo luogo, si configura una “rivoluzione senza desideri”. Si consideri che tutte le rivoluzioni tecnologiche del passato sono state trainate da desideri: desideri di profitto degli imprenditori che adottavano nuove tecnologie, desideri dei consumatori per oggetti che promettevano di migliorare *direttamente* la qualità della loro vita (illuminazione elettrica, automobili, lavatrici, condizionatori, telefoni cellulari...). Gli esiti di queste “rivoluzioni” non sempre sono stati all'altezza delle aspettative (si vedano le devastazioni ambientali associate a molte di esse), ma il desiderio individuale è sempre stato il vero motore del cambiamento.

Oggi la cosiddetta “transizione ambientale” disegnata dalla Commissione Europea è decisa e governata dall'alto, prescinde da desideri individuali e deriva da una volontà generica (e non sempre profondamente condivisa nei contenuti) di evitare una catastrofe ambientale. Tutto si regge non su desideri primitivi delle persone, ma su azioni governate dall'alto che mirano a indurre comportamenti individuali “virtuosi”. Ritengo che occorra impegnarsi per garantire una effettiva neutralità tecnologica: le imprese devono essere libere di cercare le soluzioni tecnologiche migliori e i consumatori devono essere messi in condizione di esprimere le loro preferenze attraverso le loro scelte.

In secondo luogo, l'Europa ha fatto scelte radicali che contraddicono un approccio graduale che pur ha dimostrato grande efficacia in passato (e che è stato recentemente adottato in Cina). Mi riferisco alle regole europee finalizzate alla riduzione delle emissioni inquinanti dei veicoli (Euro 1, Euro 2, ..., Euro 6) che prevedevano che l'asticella tecnologica fosse progressivamente innalzata incentivando i produttori europei a raggiungere livelli tecnologici via via più elevati. Ciò ha contribuito all'eccellenza assoluta raggiunta dai produttori automobilistici europei in materia di veicoli endotermici. Tra l'altro, tali divieti di vendita dei veicoli nuovi al di sotto di certe soglie di efficienza erano tassativi e universali per tutto il territorio EU, mentre le limitazioni alla circolazione sono graduabili rispetto a specificità locali: per esempio, i sindaci delle grandi città possono vietare la circolazione a veicoli in certi orari, certi giorni, certe zone...

Il divieto di vendita di veicoli diesel nel 2030 e delle auto a benzina dal 2035 non prevede alcuna gradualità nel tempo e nello spazio. Mentre in Cina la restrizione amministrativa alla vendita di auto con motore endotermico è graduale e concentrata in poche grandi città, in Europa al contrario si prevede un divieto improvviso e totale che scatta alla mezzanotte del 31 dicembre del 2029 e del 2034 per auto diesel e benzina, rispettivamente.

In Cina l'asticella tecnologica per l'accesso agli incentivi per le auto elettriche è stata progressivamente alzata, in Europa la nozione di veicolo elettrico meritevole di incentivi riceve una definizione statica e più semplicistica, non essendo tali incentivi condizionati a soglie tecnologiche né in termini di autonomia né di caratteristiche della batteria. In Cina invece gli incentivi sono stati calibrati nel tempo per spingere l'innovazione tecnologica (Li et al. 2018; Liu et al. 2023).

Nella prima fase (2009-2012) il governo cinese ha introdotto incentivi per i veicoli ibridi crescenti rispetto alla capacità dei veicoli di ridurre il consumo di carburante (Li et al. 2018, Table 1): essi passano (con cinque fasce)¹ da ¥50.000 (circa €6.500) a ¥4.000 (circa €500) per veicoli che garantiscano, rispettivamente, più del 40% e tra il 5% e il 10% di risparmio di carburante. L'incentivo arrivava a ¥60.000 e ¥250.000, rispettivamente per le auto *full electric* e per le auto *fuel cell* a idrogeno.

¹ Le cinque fasce erano: 5-10%; 10-20%; 20-30%; 30-40%; più del 40%.

Nel periodo successivo (2013-2015) gli incentivi cessano di essere parametrati al minor consumo di carburante e sono invece parametrati al numero di km percorribili con una carica di energia elettrica. L'incentivo ovviamente aumenta con la percorrenza chilometrica e si articola in tre fasce:² nel 2013 variano da ¥35.000 (circa €4.500) per i veicoli *full electric* con percorrenza tra 80 e 150 km per ricarica a ¥60.000 (circa €7.800) per i veicoli con più di 250 km per ricarica. I *veicoli ibridi plug-in* (PHEV) ricevono ¥35.000 a condizione che siano in grado di percorrere in modalità *full electric* almeno 50 km (Li et al. 2018, Table 2). Gli importi di tali incentivi si riducono in percentuali comprese tra il 27% e il 43% tra il 2013 e il 2017. La riduzione massima (43%) è per i veicoli con la minore percorrenza per ricarica.

Nel 2015 si pongono più stretti obblighi di controllo e rendicontazione sulle case automobilistiche che ricevono gli incentivi e soprattutto si introducono standard più elevati su vari aspetti tecnici dei veicoli: densità di energia della batteria, velocità massima, consumo medio di energia per 100 km.

Questa politica di progressivo innalzamento della “asticella tecnologica” per accedere agli incentivi pubblici ha certamente contribuito al miglioramento tecnologico della flotta di veicoli elettrici circolanti in Cina. Si consideri (Chu et al. 2023, Table 3) che tra il 2012 e il 2021 la percorrenza media della flotta è raddoppiata, arrivando a 391 km per ricarica e che nello stesso periodo la capacità media delle batterie e la loro densità sono aumentate di circa il 60%, arrivando nel 2021, rispettivamente, a 47 kWh e 141 Wh/kg. Anche il consumo medio di elettricità per 100 km si è ridotto in misura minore (circa 15% tra il 2017 e il 2021) arrivando a 12,1 kWh/100 km. Il minor risultato in termini di consumo di energia per km è probabilmente da ricondursi anche al fatto che lo standard per i consumi dei veicoli elettrici (GB/T 36980-2018) è entrato in vigore nel 2019 e non è obbligatorio ed è stato incorporato come parametro nelle politiche di incentivazione a partire dal 2017.

Allo scopo di evitare sia un eccessivo onere sulle finanze pubbliche sia una dipendenza strutturale della produzione di auto elettriche dagli

² Per i veicoli *full electric* le tre fasce sono: 80-150 km per ricarica; 150-250 km per ricarica; più di 250 km per ricarica.

aiuti pubblici, si prevede una progressiva riduzione nel tempo dell'ammontare dell'incentivo monetario. In particolare, vi è stata una riduzione del 5-10% annuo tra il 2013 e il 2015³; nel 2015 sono annunciate riduzioni – rispetto al livello del 2016 – del 20% nel biennio 2017/18 e del 40% nel biennio 2019/20. Pur a fronte di questo annunciato piano di rientro dei sussidi, nel 2016 e nel 2018 i sussidi vengono aumentati a fronte di un cambio nelle politiche che individua nuove soglie tecnologiche per l'accesso agli incentivi.

Si noti infine che i programmi di incentivazione in Cina hanno previsto un ruolo importante per il *public procurement*: all'inizio (2009) erano concentrati sull'acquisto di veicoli e bus da parte del settore pubblico e solo successivamente (giugno 2010) gli incentivi sono stati estesi agli acquisti del settore privato. Si stima (Liu et al. 2023) che alla fine del 2020 soggetti pubblici cinesi avessero acquistato un totale di 550.000 veicoli elettrici (auto, bus e veicoli speciali per la raccolta dell'immondizia...). L'ampia adozione di EV nel settore pubblico non solo ha l'effetto di accelerare il raggiungimento di masse critiche di volumi produttivi, ma ha anche un importante effetto dimostrativo sulla popolazione. Il ruolo della pubblica amministrazione quale acquirente e dimostratore della tecnologia è stato molto importante.

In Europa invece il *public procurement* ha avuto un ruolo marginale.

Se consideriamo che (Allianz Research 2023) nel 2022 in Cina si è venduto un numero di auto elettriche che è il doppio rispetto ai volumi venduti complessivamente negli Stati Uniti e nell'Unione Europea, non possiamo non riconoscere che – nel loro insieme – le politiche cinesi sono state efficaci.

Ovviamente, la quantificazione degli effetti delle politiche è – come sempre – soggetta a difficili problemi relativi all'assenza di un controfattuale: non sappiamo con certezza quante auto elettriche si sarebbero vendute a Pechino in assenza delle politiche di incentivazione viste sopra. Esistono tuttavia tecniche econometriche che permettono di ottenere stime quantitative di questi effetti.

Un recente studio della Banca Mondiale (Li et al. 2020) si concentra sul periodo 2015-2018 e stima che in Cina un aumento di 1.000

³ Quando l'Italia ha avviato la propria politica per l'elettrico la Cina iniziava il suo meccanismo di *phase-out*.

punti di ricarica abbia un effetto equivalente a un sussidio all'acquisto di ¥12.700 (circa €1.600) nel promuovere le vendite di veicoli elettrici. Lo studio stima che le politiche di incentivazione della domanda abbiano determinato il 55% (ovvero 561.495 veicoli) del numero totale di veicoli elettrici venduti, a fronte di una spesa pubblica nel periodo considerato di ¥55 miliardi (circa €7 miliardi). Pertanto, in media, a ogni acquisto di veicolo elettrico si associa una spesa pubblica di ¥98.000 (circa €12.500).

Si noti che le politiche di costruzione di punti di ricarica si rivelano più efficaci nell'incentivare l'acquisto di auto elettriche: bastano ¥26.350 (circa €3.400) per indurre l'acquisto di un'auto elettrica. I soldi spesi nella costruzione di infrastrutture di ricarica sarebbero dunque circa quattro volte più efficaci di quelli spesi in incentivo all'acquisto dell'auto.

Notevole il fatto che la politica della liberalizzazione delle targhe per veicoli elettrici sia la politica in assoluto più efficace: ogni "targa verde" (che abilita l'immatricolazione e la circolazione senza limiti, con anche un suo valore simbolico e segnaletico) è equivalente nell'incentivare l'acquisto di un'auto elettrica a un incentivo monetario di ¥20.000 (circa €2.600). Lo studio stima che il 18% delle auto elettriche vendute nel periodo sia da ricondurre a tale politica.

Grazie anche all'enorme sviluppo del mercato interno, i produttori cinesi hanno raggiunto livelli tecnologici ed economie di scala tali da far passare la bilancia commerciale del settore *automotive* da un deficit di \$31 miliardi del 2020 a un surplus di \$7 miliardi del 2022. Anche in conseguenza di ciò, per la prima volta nella storia, nel dicembre 2022 la bilancia commerciale del settore *automotive* in Europa ha registrato un deficit.

Riferimenti bibliografici

Allianz Research, *The Chinese Challenge to the European Automotive Industry*, May 2023.

Chu Yidan, Cui Hongyang, He Hui, *Nine Trends in the Development of China Electric Passenger Car Market*, The International Council on Clean Transportation, March 2023.

- Li Shanjun, Zhu Xianglei, Ma Yiding, Zhang Fan, Zhou Hui, *The Role of Government in the Market for Electric Vehicles. Evidence from China*, World Bank Policy Research Working Paper no. 9359, August 2020.
- Li Wembo, Yang Muyi, Sandu Suwin, *Electric Vehicles in China: A Review of Current Policies*, "Energy and Environment", 29.8 (2018), pp. 1512-1524.
- Liu Yiran, Zhao Xiaolei, Lu Dan, Li Xiaomin, *Impact of policy incentives on the adoption of electric vehicles in China*, "Transportation Research Part A: Policy and Practice", 176 (2003), p. 103801.

ANDREA BOMBARDI*

La cattura della CO₂ come misura di transizione

Abstract: The technologies of Carbon Capture, Usage, and Storage (CCUS) are fundamental to achieving the objective of net zero by 2050, especially in hard-to-abate industries such as steelmaking, cement, chemistry, etc. However, progress in the history of CCUS has frequently not met the expected milestones. After examining the energy context, with a special focus on the future role of CCUS, the technologies of Carbon Capture, Transport, Storage, and Usage will be presented, including discussions on their costs, challenges, and opportunities.

1. Cattura della CO₂: una misura importante per il Net Zero climatico

Per arrestare il riscaldamento globale è fondamentale ridurre le emissioni di gas serra a zero e mantenerle a tale livello in modo permanente. Il tempo necessario a raggiungere questo obiettivo determinerà la temperatura finale di equilibrio della Terra. È possibile ipotizzare molteplici traiettorie del livello dei gas serra nell'atmosfera o del riscaldamento globale da oggi fino al 2100, in funzione di assunzioni più o meno ottimistiche. Tuttavia, risulta praticamente impossibile ridurre le emissioni abbastanza rapidamente per restare entro il limite di riscaldamento di 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali, obiettivo stabilito tra gli stati firmatari dell'accordo di Parigi per ridurre i rischi associati ai cambiamenti climatici.

La sfida è enorme e urgente e implica l'adozione della più ampia gamma di tecnologie e strategie. Attualmente gran parte dell'attenzione e delle installazioni si è concentrata su tecnologie modulari per energie

* Ingegnere, Rina SpA, Genova.

pulite, come il fotovoltaico e le batterie. Saranno tuttavia necessarie nuove e più grandi infrastrutture, ingenti quantità di carburanti a basse emissioni, tecnologie di cattura della CO₂ dalle sorgenti di emissioni e dall'atmosfera, un maggiore impiego dell'energia nucleare e ampie aree per le energie rinnovabili.

La cattura di CO₂ svolgerà un ruolo cruciale in questo percorso, in particolare nelle industrie *hard-to-abate*, difficilmente elettrificabili, come la siderurgia, il cemento e la chimica ecc. Nel caso dell'industria del cemento, ad esempio, due terzi delle emissioni derivano dal processo stesso di produzione e la mancanza di soluzioni di decarbonizzazione alternative rende la cattura obbligatoria.

Un fattore importante che stabilirà l'entità dell'impatto della CCUS è il futuro del gas naturale. Le proiezioni sulla domanda di gas naturale sono incerte. Il gas naturale è una fonte energetica flessibile, abbondante ed efficiente che dovrà subire un processo di decarbonizzazione tramite CCUS. Un dilemma chiave per gli investitori in progetti di fornitura di gas è come conciliare una forte crescita della domanda a breve termine con una domanda incerta e possibilmente in calo nel lungo termine. Inoltre, un sistema di *pricing* delle emissioni di carbonio porterà ad aumenti dei costi del gas naturale.

L'acronimo CCUS significa *Carbon Capture, Utilization and Storage*, ossia Cattura, Utilizzo e Stoccaggio del Carbonio. Si tratta di tecnologie che separano la CO₂ dal flusso dei prodotti di combustione prima che essa possa raggiungere l'atmosfera, intervenendo puntualmente alla sorgente di emissione (ad esempio in processi industriali, centrali elettriche, raffinerie), o direttamente dall'aria, al fine di rimuovere le emissioni storiche dall'atmosfera. Una volta separata, la CO₂ viene condizionata, compressa e trasportata per essere stoccata in modo permanente in una formazione geologica (CCS), oppure utilizzata come materia prima per la fabbricazione di nuovi prodotti (CCU).

Il successo della strategia di decarbonizzazione basata su CCUS dipende dalla disponibilità di tecnologie lungo l'intera catena del valore e dallo sviluppo delle reti di trasporto e stoccaggio. La cattura della CO₂ è tutt'altro che nuova nei processi industriali; essa risale a circa un secolo fa, quando l'assorbimento di biossido di carbonio con solventi chimici, come le ammine in soluzioni acquose, veniva impiegato nell'industria del gas naturale estratto dai giacimenti per separare la CO₂ dal metano.

Anche il trasporto e lo stoccaggio geologico hanno una storia importante, risalente agli anni settanta, quando tecniche di *Enhanced Oil Recovery* (EOR) furono adottate per aumentare la produzione di petrolio e gas. L'EOR ha aperto la strada all'utilizzo di tecniche per l'iniezione in pozzo di CO₂ e più in generale per la gestione della CO₂. La CCS condivide gran parte delle tecnologie di trasporto, iniezione e monitoraggio con il settore del gas naturale. Per il trasporto, negli Stati Uniti sono presenti oltre 50 *pipeline* per un totale di oltre 8.000 km.

Tuttavia, le tecnologie CCUS nel contesto della lotta ai cambiamenti climatici sono attualmente a diversi livelli di maturità. L'adozione della *Carbon Capture* in un nuovo ambito di applicazione, ossia la decarbonizzazione dei settori energetici e industriali, porta con sé delle sfide nuove, prima fra tutte la minore concentrazione di CO₂ nei gas esausti. L'applicazione della cattura di carbonio a flussi di gas con concentrazioni diluite di CO₂ è più costosa e richiede ulteriori sforzi di ricerca e sviluppo per raggiungere le prestazioni richieste a costi inferiori.

2. Le opportunità di intervento all'interno dei processi

I sistemi di cattura della CO₂ sono tipicamente classificati in tre categorie, a seconda del processo che si adotta e della fase in cui si interviene per la sua separazione: cattura pre-combustione, cattura post-combustione e ossi-combustione.

Pre-combustione: la cattura della CO₂ è implementata a monte del processo di combustione convertendo il combustibile di partenza in idrogeno e CO₂, ad esempio tramite processi di *reforming* (per combustibili gassosi) o di gassificazione (per combustibili solidi), e poi catturando la CO₂ prima che avvenga la combustione tramite processi di separazione gas (principalmente processi di assorbimento o adsorbimento). Lo *stream* di CO₂ ad alta concentrazione viene immagazzinato per successivo trasporto/stoccaggio/utilizzo, mentre l'idrogeno può essere adoperato nei tanti utilizzi possibili. La gassificazione e il *reforming*, congiuntamente ai processi ausiliari che consentono di completare il processo (*water gas shift* e separazione della CO₂ dal syngas) sono tecnologie *proven*, utilizzate da oltre cinquanta anni in campo industriale.

Dal punto di vista economico la via pre-combustione è poco attraente a causa dell'elevato costo di investimento per realizzare l'impianto, superiore alle altre soluzioni. Tale opzione può diventare interessante se abbinata alla generazione di idrogeno e combustibili sintetici.

Un'applicazione di esempio promettente è nell'ambito *marine*, dove gli armatori si trovano a cercare soluzioni in tempi brevi per decarbonizzare le loro navi. Lo stoccaggio a bordo di gas naturale e la successiva produzione di idrogeno *on demand* per alimentare celle a combustibile permette di centrare gli obiettivi legati alle emissioni e superare i limiti del bunkeraggio e dello stoccaggio di idrogeno a bordo.

Post-combustione: la cattura della CO_2 avviene dai fumi a valle del processo di combustione, ossia allo scarico della caldaia, turbina o motore. Le tecnologie più consolidate si basano su processi di assorbimento con solventi affini alla CO_2 , come le ammine in soluzione acquosa. Queste sostanze si legano alla CO_2 e la possono poi rilasciare in forma concentrata, pronta per essere sequestrata in sito geologico idoneo oppure riutilizzata, dopo essere stati riscaldati opportunamente. Esistono poi altre tecnologie come ad esempio le membrane polimeriche, i materiali adsorbenti innovativi (e.g. *metal organic framework*), i solventi innovativi (e.g. aminoacidi), le celle a combustibile a carbonati fusi (MCFC). La cattura della CO_2 in post-combustione può essere applicata sia come *retrofit* per impianti industriali ed energetici esistenti, sia incorporata in nuovi sviluppi. Il costo di un impianto dotato di cattura post-combustione aumenta sia nei costi di investimento (componenti aggiuntivi da installare) sia in quelli operativi (consumi dell'impianto di cattura).

Ossi-combustione: il processo prevede l'utilizzo di ossigeno puro nella camera di combustione, ottenuto separandolo dall'azoto nell'aria tramite un processo di separazione aria (*Air Separation Unit*, ASU). I prodotti della combustione risultano principalmente vapore e anidride carbonica concentrata, più facile da maneggiare e trasportare; la CO_2 può essere separata per semplice raffreddamento e condensazione dell'acqua. In questi sistemi il maggiore consumo energetico aggiuntivo rispetto ad un impianto privo di cattura è l'energia elettrica richiesta dai compressori dell'ASU. Il principale vantaggio dei processi ad ossi-com-

bustione è l'assenza di un vero e proprio camino, di solventi chimici e di emissioni di inquinanti (il livello di cattura della CO₂ raggiungibile è prossimo al 100%, valore difficilmente raggiungibile con la cattura post-combustione e pre-combustione).

3. *Cattura post-combustione nei processi industriali: tecnologie e costi*

Le tecnologie di cattura post-combustione sono numerose: l'assorbimento chimico e fisico, l'adsorbimento, le membrane, il metodo criogenico, il *Calcium looping*, le celle a combustibile a carbonati fusi ecc. Di seguito viene riportata una breve descrizione di alcune di esse: principio di funzionamento, prontezza (*Technology Readiness Level*, TRL) e impianti esistenti.

Assorbimento (chimico o fisico). Questo processo permette la separazione della CO₂ dalla miscela gassosa grazie al contatto fra i gas esausti e un solvente liquido particolarmente simile alla CO₂. La configurazione più comune prevede una prima colonna di assorbimento (assorbitore), dove avviene la cattura dai fumi esausti, e una seconda colonna di desorbimento (*stripper*), dove il solvente viene rigenerato. Dopo la prima colonna, la soluzione ad alto contenuto di CO₂ viene inviata alla colonna di rigenerazione, nella quale si ottiene il rilascio di CO₂ mediante *stripping* termico, consistente nella rottura del legame chimico che si era creato nella colonna di assorbimento, tramite continuo apporto di calore dal ribollitore.

Il solvente più utilizzato è la monoetanolammina (MEA), ma ne esistono molti altri, come il carbonato di potassio, liquidi ionici ecc.

L'assorbimento chimico è la tecnologia più matura. Tuttavia, solventi diversi corrispondono a TRL diversi:

- TRL 3 Solventi incapsulati
- TRL 7-8 Solventi convenzionali migliorati
- TRL 9 Ammina, solventi fisici

L'assorbimento è ampiamente utilizzato in progetti sia su piccola scala che su larga scala. Di seguito sono riportati alcuni esempi:

- Produzione di energia da una centrale a carbone: Boundary Dam in Canada – circa 1 milione di tonnellate/anno;

- Centrale a carbone Petra Nova negli Stati Uniti – 1,6 milioni di ton/anno – chiusa;
- Produzione di H₂ da SMR, Quest in Canada – oltre 1 milione di tonnellate/anno;
- Impianto di produzione di acciaio Al Reyadah negli Emirati Arabi Uniti – 800.000 ton/anno;
- Produzione di ferro e acciaio nel COURSE50 giapponese – circa 11.000 ton/giorno;
- Impianto di fertilizzanti Enid negli Stati Uniti;
- Trattamento del gas di Uthmaniyah in Arabia Saudita – 800.000 ton/anno;
- Progetti pianificati su larga scala: produzione di cemento in Norvegia, termovalorizzazione in Norvegia e Paesi Bassi.

Adsorbimento (chimico o fisico). Questo processo permette la rimozione della CO₂ utilizzando un elemento solido, sfruttando i legami fisici o chimici che si generano tra la superficie dell'adsorbente in fase solida e la CO₂. Il flusso di gas contenente CO₂ passa attraverso una prima colonna riempita con l'adsorbente; la CO₂ aderisce alla superficie solida dell'adsorbente e, una volta saturata, può essere rimossa e desorbita. Possono essere sfruttati diversi principi per la rigenerazione dell'adsorbente, ossia per la liberazione della CO₂: aumentando la temperatura (TSA - *Temperature Swing Adsorption*), variando la pressione (PSA - *Pressure Swing Adsorption* e VSA - *Vacuum Swing Adsorption*) o sfruttando l'elettricità (ESA - *Electric Swing Adsorption*). Ad essi corrispondono livelli diversi di prontezza:

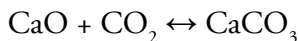
- TRL 1 Adsorbimento elettrochimico mediato
- TRL 9 VSA e PSA

L'adsorbimento è utilizzato principalmente per concentrazioni di CO₂ alte nel gas da trattare, ad esempio per la lavorazione del gas naturale e la produzione di etanolo, metanolo e idrogeno. Esistono impianti in operazione; alcuni di essi sono riportati di seguito:

- Century Plant, Lost Cabin, Terrell Natural negli Stati Uniti per la lavorazione del gas naturale – rispettivamente 5 - 0,9 - 0,5 milioni di ton/anno;
- Great Plains in North Dakota per la produzione di idrogeno mediante gassificazione del carbone – 3 milioni di ton/anno;

- Raffineria Valero Port Arthur negli Stati Uniti, produzione di H₂ da SMR, VSA – 1 milione di tonnellate/anno;
- Impianto di lavorazione del gas di Shute Creek negli Stati Uniti, separazione criogenica – circa 7 milioni di tonnellate/anno;
- Impianto di gassificazione di Coffeyville, cattura dall'industria dei fertilizzanti – 0,9 milioni di ton/anno.

Calcium looping. È un processo che sfrutta la capacità dell'ossido di calcio solido (CaO) di reagire con la CO₂ gassosa. Attraverso la reazione reversibile di carbonatazione, la CO₂ insieme a CaO produce carbonato di calcio solido (CaCO₃) all'interno di un reattore chiamato carbonatatore.



I prodotti di reazione, principalmente carbonato di calcio, vengono separati tramite l'utilizzo di cicloni e inviati in un secondo reattore che lavora ad una temperatura maggiore di 900 °C, in cui avviene la calcinazione, ossia la CaCO₃ viene nuovamente decomposta in CaO liberando CO₂.

Il *Calcium looping* è una delle tecnologie più promettenti per la cattura della CO₂ nei cementifici grazie al possibile utilizzo del sorbente esausto, in uscita dal processo, come materia prima da fornire al cementificio in sostituzione della calce.

Il livello di prontezza è intermedio (TRL 6-7); ci sono alcuni dimostratori.

- Dimostratore a LaPareda, Spagna;
- Sono in fase di sviluppo dimostratori per l'ampliamento e la progettazione di un cementificio integrato a Karsdorf, in Germania, dell'acciaieria Sandviken di Alleima in Svezia, della centrale elettrica LaPareda di Hunosa in Spagna e dei termovalorizzatori di IREN in Italia.

Celle a combustibile a carbonati fusi (MCFC). Sono dispositivi elettrochimici che possono essere utilizzati per la produzione di elettricità. A differenza di altre celle a combustibile, le MCFC hanno la capacità di catturare la CO₂ durante il processo di generazione di energia. La tecnologia si adatta al settore della produzione di energia, alla genera-

zione combinata di calore ed elettricità, alle centrali a carbone e agli impianti industriali difficili da abbattere.

La tecnologia è *proven* per quanto riguarda la produzione di elettricità, ma presenta sfide tecnologiche ed economiche se si guarda agli scopi di *Carbon Capture* (TRL 6).

Uno dei progetti attualmente in fase di sviluppo prevede una dimostrazione di cattura della CO₂ presso un impianto petrolifero e di gas in Alberta, in Canada. Il progetto prevede la costruzione di una centrale elettrica a carbonato su scala MW che catturerà la CO₂ da un riscaldatore di processo presso lo Scotford Upgrader (di proprietà congiunta di Chevron Canada e Shell Canada) vicino a Edmonton.

La scelta della migliore tecnologia di cattura della CO₂ dipende dallo specifico scenario di applicazione, dalle condizioni del flusso di gas da trattare (concentrazione di CO₂ desiderata iniziale e finale, pressione e temperatura di esercizio, composizione e portata), dall'integrazione con l'impianto originale e dai costi. Il livello di maturità tecnologica (TRL) è un altro fattore chiave. Va sottolineato che una stessa tecnologia potrebbe avere un diverso livello di maturità tecnologica passando da un settore di applicazione ad un altro poiché, al variare delle condizioni di esercizio della tecnologia, variano prestazioni e costi; se ad esempio la tecnologia di assorbimento chimico risulta *proven* per il processo di produzione ammoniacca, si trova allo stadio dimostrativo per la manifattura del cemento. Sono pertanto necessari ancora sforzi di sviluppo, sia per tecnologie innovative che per l'adattamento di tecnologie esistenti a rinnovate condizioni di processo.

Per quanto riguarda i costi, esiste un'alta variabilità in funzione dell'applicazione, delle condizioni di processo e della scala del progetto. Lo sviluppo tecnologico svolge un ruolo chiave, così come l'esperienza operativa acquisita dalle strutture di CCS attualmente in funzione. L'assorbimento con solventi liquidi, che è la soluzione più economica, è stato utilizzato fin dagli anni quaranta per separare la CO₂ dai flussi di gas. Per le altre tecnologie, i futuri sviluppi della tecnologia ridurranno i costi e miglioreranno le prestazioni.

La pressione parziale di CO₂ influisce sulle dimensioni delle apparecchiature di processo, sui requisiti energetici dell'impianto di cattura (fornitura di energia e vapore) e sulle tecnologie di cattura appli-

cabili. La concentrazione di CO₂ nel flusso di gas è un altro fattore importante.

I costi degli impianti di processo aumentano in modo non lineare con la scala.

La figura 1 riporta un'indicazione del costo livellato della cattura della CO₂ per settore di applicazione e concentrazione iniziale di CO₂: il colore azzurro indica bassa concentrazione di CO₂, mentre il colore blu si riferisce ad una concentrazione alta. La figura include la cattura diretta dall'atmosfera (*Direct Air Capture*) e mostra come sia l'applicazione di gran lunga più costosa. La CO₂ nell'atmosfera è molto più diluita rispetto, ad esempio, ai gas di scarico di una centrale elettrica o di un cementificio (3-33% vs 0.04% di concentrazione). Questo contribuisce ai maggiori requisiti energetici (300-400 kWh vs 2000 kWh) e ai costi più elevati associati alla DAC rispetto a queste applicazioni.

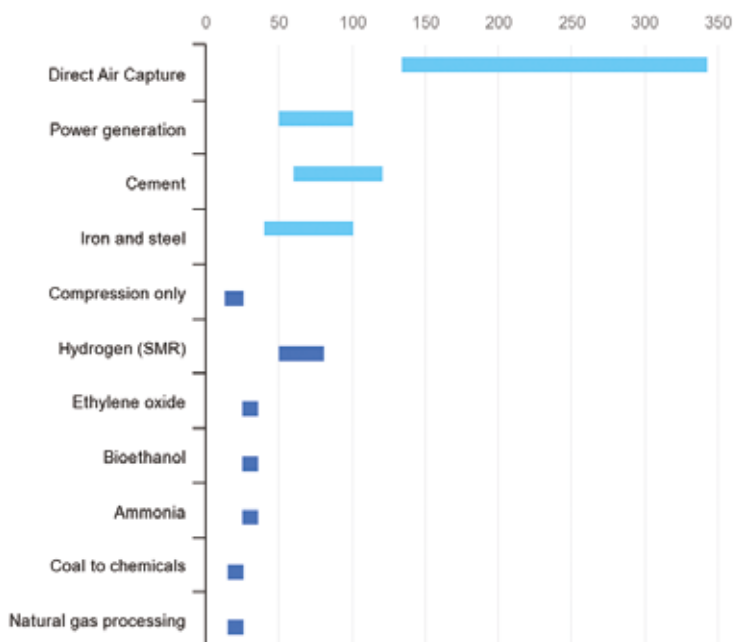


Figura 1. Costo livellato della cattura di CO₂ per settore e concentrazione iniziale di CO₂, 2019 (<https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions/ccus-technology-innovation>).

Nonostante lo sviluppo tecnologico ancora modesto e gli alti costi, la DAC risulta una soluzione da adottare secondo i programmi per la lotta al cambiamento climatico delle agenzie internazionali. I punti di forza sono:

- la neutralità rispetto alla fonte: le emissioni di carbonio distribuite provenienti da trasporti e residenziale oppure da processi industriali difficilmente evitabili possono essere intercettate tramite la DAC;
- l'indipendenza temporale tra l'emissione e la cattura: la DAC va a catturare la CO₂ storica in eccesso nell'atmosfera, che non si è riusciti ad evitare fino ad ora e negli anni prima di raggiungere la neutralità carbonica;
- la flessibilità: gli impianti DAC possono essere installati nelle aree geografiche più convenienti, indipendentemente dalla presenza di sorgenti puntuali di emissione, evitando o riducendo i costi di trasporto e sfruttando le fonti rinnovabili.

4. *Trasporto: tecnologie e implicazioni economiche*

Il trasporto della CO₂ tra il punto di cattura e i siti di stoccaggio/utilizzo è la seconda fase nel processo CCUS. Il trasporto di CO₂ avviene quotidianamente in molte parti del mondo per motivi di EOR; la CO₂ viene compressa e trasportata principalmente attraverso *pipeline* e navi, nonché su camion e su rotaia. Il trasporto di gas e liquidi tramite uno qualsiasi di questi metodi ha un TRL elevato.

Tuttavia, il trasporto di CO₂ su larga scala associato alla CCS non è ancora stato realizzato utilizzando navi o ferrovie. Le condotte sono, e probabilmente continueranno ad essere, il metodo più comune per trasportare le enormi quantità di CO₂ coinvolte nella CCS. Oltre alle già citate condotte negli Stati Uniti, vi sono *pipeline* in esercizio in Brasile, Cina, Canada, Paesi Bassi e Norvegia.

Esiste un notevole potenziale per riutilizzare gli oleodotti e i gasdotti esistenti per il trasporto della CO₂ catturata in molte parti del mondo, riducendo significativamente i costi di sviluppo delle infrastrutture. In tal caso è necessario eseguire un'accurata valutazione dello stato di integrità delle *pipeline*, della compatibilità dei materiali, della compatibilità funzionale dei principali componenti e raccordi, come le valvole e delle problematiche potenziali relative alle perdite.

A differenza delle condotte, la navigazione è solo ora in fase di considerazione per il trasporto su larga scala. Il trasporto su piccola scala di CO₂ di grado alimentare è pratica comune da oltre tre decenni, ma non è ancora stato implementato su scale adatte a CCS. Tuttavia, l'industria del gas ha oltre 80 anni di esperienza commerciale nel trasporto di vari gas pressurizzati. Il trasporto di CO₂ via nave e l'infrastruttura portuale richiesta sono molto simili a quelle per il gas naturale liquefatto (LNG) e il gas di petrolio liquefatto (LPG). È quindi ragionevole supporre che la scala tecnica del trasporto di CO₂ alla dimensione richiesta per CCS sia raggiungibile senza sfide tecniche significative.

Relativamente ai costi, per distanze di trasporto molto lunghe e quantità medie, il trasporto marittimo risulta essere il modo più economico. Esso presenta il vantaggio della flessibilità rispetto alle condotte: modularità e possibilità di cambiare rotta verso diversi siti di stoccaggio in base al mercato.

I costi della condotta sono fortemente influenzati dalla geografia (*onshore vs offshore*) e dalle economie di scala: portata, diametro, densità energetica per volume (fase gassosa vs fase densa). La figura 2 mostra gli andamenti dei costi di trasporto in funzione della distanza, per condotte *offshore* (linea azzurra) e navi (linea blu).

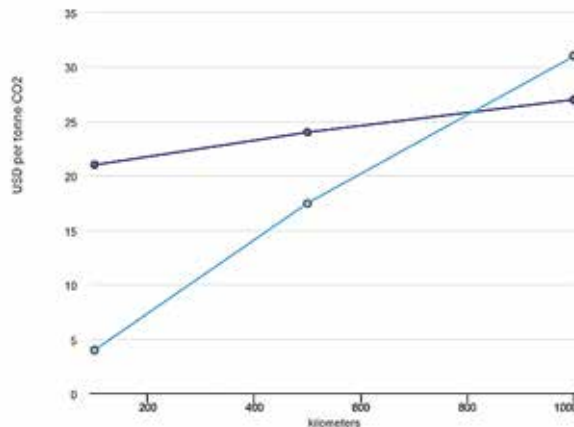


Figura 2. Costi di spedizione e trasporto offshore di CO₂ in base alla distanza (<https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions/ccus-technology-innovation>).

5. *Stoccaggio: un tassello importante del sistema*

La disponibilità dei siti di stoccaggio costituisce un elemento fondamentale del sistema, essenziale per conferire una destinazione alla CO₂ catturata. A livello globale IEA afferma che la capacità teorica di stoccaggio è vasta e supera la quantità necessaria per raggiungere l'obiettivo di emissioni nette zero. Il processo di immagazzinamento di CO₂ coinvolge l'iniezione della CO₂ catturata in un serbatoio geologico sotterraneo composto da rocce porose sovrapposte da uno strato impermeabile di rocce, che sigilla il serbatoio e impedisce la migrazione verso l'alto della CO₂ e la sua fuoriuscita nell'atmosfera. Il gas viene solitamente compresso a pressioni elevate per sfruttare appieno i volumi disponibili, trasformandolo in fase densa/liquida. Il serbatoio deve trovarsi a profondità superiori a 800 metri per garantire il mantenimento della pressione elevata.

Ci sono diversi tipi di serbatoi adatti allo stoccaggio di CO₂, formazioni saline profonde e serbatoi esauriti di petrolio e gas.

La natura e il tipo dei meccanismi di intrappolamento per uno stoccaggio affidabile ed efficace sono noti grazie a decenni di esperienza nell'iniezione di CO₂ per EOR e stoccaggio dedicato.

Sarebbe inoltre possibile anche lo stoccaggio di CO₂ in formazioni rocciose (basalti) con elevate concentrazioni di sostanze chimiche reattive, ma la fase di sviluppo è ancora acerba (TRL 3). In questi scenari la CO₂ iniettata reagisce con i componenti chimici per formare minerali stabili, intrappolando la CO₂ (IEAGHG, 2017).

La messa a terra di siti di stoccaggio su larga scala richiede investimenti considerevoli e una pianificazione coordinata con gli altri componenti dei siti di cattura e di trasporto.

La possibilità che la CO₂ immagazzinata sottoterra possa fuoriuscire ha sollevato dei dubbi sull'efficacia di CCUS come misura di mitigazione climatica e preoccupazioni pubbliche sui rischi di sicurezza. Decenni di esperienza con lo stoccaggio su larga scala di CO₂ hanno dimostrato che il rischio di fuoriuscita di CO₂ nell'atmosfera o la contaminazione delle acque sotterranee può essere gestito efficacemente. Tuttavia, la selezione attenta del sito di stoccaggio e una valutazione approfondita sono cruciali per garantire lo stoccaggio sicuro e permanente di CO₂ e per ridurre i rischi a livelli accettabili.

Esiste una vasta gamma di costi legati allo stoccaggio geologico. Ad esempio, il National Petroleum Council ha stimato che negli Stati Uniti lo stoccaggio si aggira tra 1 e 18 dollari per tonnellata di CO₂ (2019). I principali fattori che influenzano i costi sono il sito (l'*offshore* è molto più costoso rispetto all'*onshore*), la conoscenza del giacimento, la possibilità di riutilizzare infrastrutture esistenti, la dimensione della capacità di stoccaggio ecc.

6. *Uso della CO₂: focus sui combustibili sintetici del futuro*

Accanto allo stoccaggio, è di fondamentale importanza sviluppare i percorsi di utilizzo della CO₂, anche se questi mercati avranno dimensioni inferiori rispetto a quello dello stoccaggio.

Esistono numerose possibilità di utilizzo: produzione di alimenti e bevande, lavorazione dei metalli, raffreddamento, estinzione incendi, stimolazione della crescita delle piante nelle serre ecc. Attualmente, il maggiore consumatore di CO₂ risulta essere l'industria chimica, in particolare quella dei fertilizzanti, che utilizza circa 130 Mton di CO₂ all'anno nella produzione di urea. Le tre principali categorie di prodotti basati su CO₂ sono:

- **Combustibili sintetici:** lo sviluppo di tali combustibili rappresenterà un punto fondamentale della decarbonizzazione dei trasporti, in particolare dei settori marittimo e dell'aviazione, in quanto difficilmente elettrificabili. Si tratta di combustibili prodotti attraverso processi chimici che combinano la CO₂ catturata con l'idrogeno. Tali combustibili sono detti *e-fuels* (*electricity based fuels*) quando l'idrogeno viene prodotto utilizzando elettricità a basse emissioni e il carbonio è ottenuto con basse emissioni di gas serra nell'intero ciclo di vita. Ciò che li rende particolarmente interessanti è la loro capacità di essere utilizzati nelle attuali infrastrutture e motori, come quelli presenti in veicoli e aerei, senza richiedere modifiche sostanziali. D'altro canto, la produzione di tali carburanti richiede grandi quantità di idrogeno ed è altamente energivora, risultando in costi molto elevati. La produzione commerciale è possibile laddove energia rinnovabile e CO₂ sono disponibili a basso costo.
- **Prodotti chimici:** la CO₂ può essere utilizzata nella produzione di prodotti chimici che richiedono carbonio per fornire struttura e

proprietà, quali polimeri e prodotti chimici primari come etilene e metanolo, che sono componenti fondamentali per produrre una vasta gamma di altri prodotti chimici.

- Materiali da costruzione: la CO₂ può essere utilizzata nella produzione di materiali da costruzione per sostituire l'acqua nel cemento, o come materia prima nei suoi costituenti (cemento e aggregati da costruzione).

L'attuale *pipeline* di progetti per queste tre categorie fornisce una domanda di 10 Mt di CO₂ per anno entro il 2030, se tutti i progetti annunciati venissero commissionati (<https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/co2-capture-and-utilisation#tracking>).

Le prospettive per i prodotti basati su CO₂ sono molto difficili da valutare, poiché le tecnologie sono generalmente in uno stadio iniziale di sviluppo per molte applicazioni. Il supporto delle politiche sarà cruciale poiché è probabile che costino molto di più rispetto ai prodotti convenzionali e alternativi a basse emissioni di carbonio, principalmente a causa della loro elevata intensità energetica.

Una delle principali priorità innovative per l'utilizzo di CO₂ è la riduzione dell'energia necessaria a convertire la CO₂ in carburanti e prodotti chimici.

7. Conclusioni

Il presente studio esamina il ruolo cruciale della CCUS nella sfida contro il cambiamento climatico, analizzando ogni elemento della catena del valore della CO₂ e valutando la prontezza delle tecnologie, i costi, le sfide e le opportunità. Per garantire una diffusione su larga scala è essenziale adottare un approccio olistico fin dalle fasi iniziali della pianificazione dei progetti. Questo va oltre la semplice progettazione e implementazione dei sistemi di cattura per ridurre le emissioni; è altrettanto essenziale considerare i sistemi di trasporto, le destinazioni, nonché i livelli ottimali di stoccaggio e utilizzo. Lo stoccaggio rappresenterà la destinazione principale ma si intravede un significativo potenziale di crescita negli *e-fuels* poiché possono integrarsi senza modifiche sostanziali nelle infrastrutture e nei motori esistenti. Per agevolare la fattibilità tecnica ed economica dei progetti occorrono l'avanzamento tecnologico e il sostegno finanziario da parte di governi e investitori.

FRANCO DEL MANSO*

*I combustibili a basso contenuto di carbonio
per i trasporti*

Abstract: All technologies potentially capable of contributing to the decarbonization of transportation must be considered to ensure a climate transition in harmony with the principle of technological neutrality. In Europe, there are currently about 300 million light and heavy vehicles on the road, 99% of which are equipped with internal combustion engines. Therefore, these road vehicles will remain in circulation for several more decades, and their decarbonization will require making internal combustion engines carbon-neutral. This can be achieved solely by zeroing the carbon intensity of the liquid and gaseous fuels that power them. In addition to road transport, low-carbon fuels will be crucial for decarbonizing other sectors of transportation, especially aviation and maritime.

Carbon-neutral fuels include liquid and gaseous biofuels, synthetic fuels, and green hydrogen. They have a carbon intensity close to zero and will play a crucial role in decarbonizing both newly registered and existing road vehicles. The ample availability of sustainable raw materials to produce such sustainable and low-carbon fuels has been confirmed and certified by an Imperial College London study, estimating that by 2050, biomass for transportation could potentially produce up to 135 Mtoe of biofuels. The increasing availability of renewable electricity in the coming years will also promote the growing use of synthetic liquid fuels generated by combining green hydrogen with CO₂ captured from industrial plants or the atmosphere.

Critical to the development and dissemination of low or zero-carbon liquid fuels is the revision of CO₂ regulations for light and heavy transport. The Tank-to-Wheel approach used in these regulations is environmentally flawed because it only considers the CO₂ emitted during the vehicle's use, not counting all that is emitted upstream, equally harmful to climate change. According to this approach, all battery electric vehicles (BEVs) and hydrogen-powered vehicles are considered zero-emission. However, both fuels and electricity used in transportation produce CO₂ emissions, both in the production phase and during their use or in both cases. Moreover, current regulations ignore CO₂ emissions associated with vehicle production and disposal.

* Ingegnere, UNEM (Unione Energie per la Mobilità), Roma.

We believe this is a fundamental flaw in the legislation that could lead to the failure to achieve decarbonization goals. It is a regulation that also distorts the market by forcing investments towards BEVs even if powered by high carbon-intensity electricity and penalizing investments in internal combustion engine (ICE) vehicles even if powered 100% by sustainable biofuels, biogas, or synthetic fuels.

Therefore, it is essential to revise the CO₂ emission regulations for light and heavy vehicles, recognizing the circularity of CO₂ emissions produced by vehicles running on sustainable biofuels, biogas, or synthetic fuels, considering them “vehicles with net zero emissions” for CO₂ emission regulations.

Recent decisions made during the adoption process of the CO₂ regulation for cars allow the continued registration of ICE vehicles after 2035 if exclusively powered by carbon-neutral e-fuels. This is a positive development that needs further refinement, and together with the Italian government, we are working to ensure that, in addition to e-fuels, carbon-neutral biofuels are also fully recognized. Only in this way will the necessary economies of scale materialize for the development of investments by manufacturers in both biofuels and e-fuels.

Premessa

Il settore dei trasporti è chiamato a gestire sfide di straordinaria rilevanza nel breve, medio e lungo termine, dovendo soddisfare una crescente domanda di mobilità sia delle persone che delle merci e garantire, al contempo, una graduale decarbonizzazione di processi e prodotti per rispettare gli ambiziosi target del *Green Deal* al 2030 e al 2050.

In questo contesto, è fondamentale che le soluzioni individuate rispondano pienamente alle esigenze di mobilità a costi sostenibili per tutti i consumatori, anche perché senza la loro condivisione qualsiasi soluzione venga prospettata, anche la più avanzata, è destinata a fallire.

Tutte le tecnologie potenzialmente in grado di contribuire con interventi razionali e realizzabili alla decarbonizzazione dei trasporti devono pertanto essere prese in considerazione nel rispetto del principio della neutralità tecnologica, ma soprattutto per assicurare il raggiungimento degli obiettivi della transizione climatica.

1. *Il trasporto stradale*

Nel mondo oggi circolano circa 1,5 miliardi di veicoli, per il 98% (1,47 miliardi) alimentati da motore a combustione interna e combu-

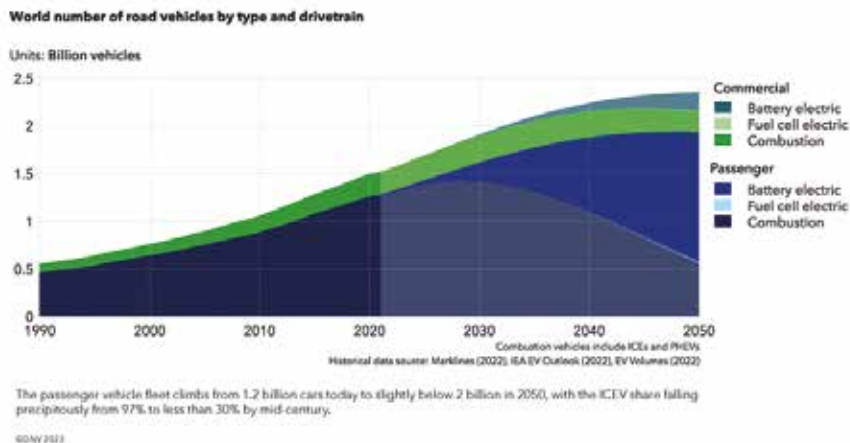


Figura 1. *Previsione di crescita del numero di veicoli circolanti nel mondo fino al 2050 (fonte DNV su dati IEA).*

stibili liquidi. Nel 2050 il parco crescerà fino a circa 2,5 miliardi di cui, in una ipotesi di elettrificazione di massa, 1,5 miliardi saranno elettrici a batteria. Resterebbero comunque in circolazione ancora circa 1 miliardo di veicoli equipaggiati con motori a combustione interna, a cui occorrerà aggiungere tutti quelli del trasporto navale e aereo (figura 1) di fonte DNV su dati IEA).

In Europa circolano su strada circa 300 milioni di veicoli per il 99% equipaggiati da motori a combustione interna. Anche in Europa ancora per diversi decenni i veicoli stradali leggeri e pesanti, ma anche le navi e gli aerei, confideranno nella propulsione con motori a combustione interna e nei combustibili liquidi per rispondere alla domanda di mobilità delle persone e delle merci, in continua crescita.

Pertanto, è facile concludere che per raggiungere la neutralità delle emissioni di carbonio in tutte le modalità di trasporto al 2050 occorrerà obbligatoriamente rendere i motori a combustione interna *carbon neutral* e questo potrà essere conseguito unicamente azzerando la *carbon intensity* dei combustibili liquidi che inevitabilmente li alimenteranno, nel rispetto del principio della neutralità tecnologica, affiancando all'elettrificazione del trasporto stradale le tecnologie in grado di rendere *carbon neutral* i motori a combustione interna.

2. I “carbon neutral fuels”

I *carbon neutral fuels* sono generalmente combustibili liquidi sostenibili di origine non petrolifera a basso o nullo contenuto di carbonio, utilizzabili senza alcuna modifica sugli attuali motori a combustione interna nei settori del trasporto stradale, aereo e marittimo. Per la loro distribuzione non richiedono alcun adeguamento al sistema logistico esistente, perfettamente compatibile con la quasi totalità di questi carburanti.

È definito *carbon neutral fuel* un carburante che, quando brucia, emette solo CO_2 biogenica, cioè assorbita durante la crescita della biomassa (biocarburanti), oppure CO_2 riciclata, cioè catturata dall’atmosfera stessa (*e-fuels*) (figura 2).

Un veicolo che utilizza esclusivamente carburanti *carbon neutral* emette solo CO_2 biogenica o riciclata, cioè originariamente assorbita dall’atmosfera, e quindi le sue emissioni non aumentano la concentrazione di CO_2 in atmosfera. Pertanto, è un veicolo che ha un impatto climatico netto pari a zero. I *carbon neutral fuels* sono riconducibili essenzialmente alle seguenti tipologie di prodotti:

- biocarburanti avanzati (in miscela con fossili o in purezza), ottenuti da materiali di scarto di origine organica. Non sono in conflitto con la produzione agricola a fini alimentari tipica dei biocarburanti tradizionali e presentano vantaggi notevolmente maggiori in termini di riduzione delle emissioni calcolate sull’intero ciclo di vita del prodotto;

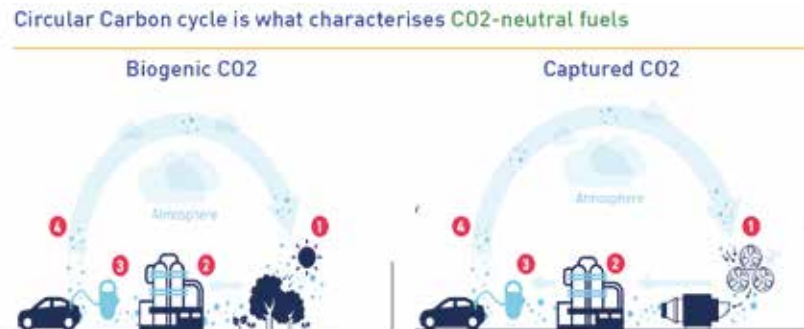


Figura 2. *Carbon neutral fuels*.

- biometano e bio-GNL, ottenibili dall'*upgrading* del biogas producibile con diversi *feedstock*, che vanno dagli scarti delle colture agricole ai reflui zootecnici, dalla frazione organica del rifiuto solido urbano (FORSU) ai residui agroindustriali e ai fanghi di depurazione;
- *recycled carbon fuels*, ottenuti da rifiuti indifferenziati e dal riutilizzo di rifiuti plastici (plasmix) non utilizzabili per il riciclo chimico della plastica;
- *e-fuels*, carburanti sintetici ottenuti dalla sintesi di idrogeno rinnovabile o *low carbon* e anidride carbonica ricavata dall'atmosfera o, molto più opportunamente, da sorgenti concentrate; la loro produzione presuppone lo sviluppo di progetti di cattura e stoccaggio (CCS) o di cattura, utilizzo e stoccaggio del carbonio (CCUS), nonché la generazione di idrogeno verde o blu.

A questi carburanti si può affiancare l'idrogeno tal quale (verde o blu), che può essere impiegato come combustibile direttamente nei motori a combustione interna, ma che necessita di veicoli appositi e della costruzione di una filiera distributiva dedicata. I *carbon neutral fuels* includono, quindi, prodotti già sul mercato (come i biocarburanti avanzati, il metanolo, il biometano e il BioGNL) e prodotti in fase di sviluppo, ossia gli *e-fuels*, i carburanti da rifiuti, l'idrogeno tal quale.

3. *La recente normativa comunitaria e la posizione italiana*

Per abilitare l'attuazione degli investimenti diretti alla produzione di *carbon neutral fuels* è necessario disporre di un contesto normativo che stimoli/favorisca la realizzazione di nuovi impianti e la riconversione di quelli esistenti. Le recenti modifiche dei Regolamenti sui limiti alle emissioni di CO₂ di auto e camion, adottate nell'ambito del pacchetto *Fit for 55*, contrastano invece con tali obiettivi. La normativa europea attualmente in vigore, infatti, non è neutrale in quanto l'unica forma di mobilità ammessa è quella *full electric*, prevedendo di misurare le emissioni solo allo scarico ignorando quelle derivanti dall'intero ciclo di vita del veicolo e dei *fuels*, che finiscono comunque in atmosfera.

Nella tabella seguente si riportano le riduzioni dei limiti alle emissioni di CO₂ per tutti i veicoli del trasporto stradale da conseguire nei prossimi anni rispetto alle *baseline* del 2021 o del 2019.

| <i>Nuovi Regolamenti limiti CO₂ per light duty e heavy duty</i> | | | | | |
|--|---------------|------|-------|-------|------|
| | 2021 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
| auto | 95 gr/km | -15% | -55% | -100% | |
| van | 147 gr/km | -15% | -50% | -100% | |
| heavy duty | 2019 baseline | -15% | -45% | -65% | -90% |
| city bus | 2019 baseline | -15% | -100% | | |

Il quadro normativo comunitario con i nuovi limiti alle emissioni di CO₂ per auto e mezzi pesanti è particolarmente ambizioso, ma non è quello ad essere messo in discussione. Quello che è tecnicamente sbagliato, soprattutto sotto il profilo ambientale, è l'approccio adottato sul sistema di misura che prende in considerazione solo la fase "Tank-to-Wheel" evitando di conteggiare tutte le emissioni di CO₂ rilasciate in atmosfera nelle fasi produttive dei *fuels* e dei vettori energetici (altrettanto dannose per i cambiamenti climatici), né quelle assorbite nelle medesime fasi.

Secondo questo approccio, tutti i veicoli elettrici a batteria (BEV) e quelli alimentati a idrogeno sono considerati a emissioni zero. Tuttavia, sia i carburanti che l'elettricità utilizzati nei trasporti producono emissioni di CO₂, sia nella fase di produzione, sia durante il loro uso o in entrambi i casi. Riteniamo che questa sia una carenza fondamentale della normativa, che porterà al mancato raggiungimento dell'obiettivo di decarbonizzazione. È una normativa che, inoltre, distorce il mercato, obbligando ad investimenti verso i veicoli BEV anche se alimentati da elettricità ad alta intensità di carbonio e penalizzando gli investimenti verso i veicoli a combustione interna (ICE) anche se alimentati al 100% con biocarburanti sostenibili, biogas o carburanti sintetici.

È essenziale, pertanto, una revisione della normativa sulle emissioni di CO₂ nei veicoli leggeri e pesanti riconoscendo la circolarità delle emissioni di CO₂ prodotte da veicoli che funzionano con biocarburanti sostenibili, biogas o carburanti sintetici, considerandoli "veicoli a emissioni nette zero" ai fini della normativa.

Nel corso del processo negoziale comunitario, il governo italiano ha richiesto a più riprese di includere tra le soluzioni riconosciute nei

Regolamenti CO₂ quella dei *fuels carbon neutral*. Al momento, la Commissione UE ha accettato di includere nel Regolamento la possibilità di immatricolare anche dopo il 2035 veicoli con motore ICE purché alimentati esclusivamente con *e-fuels*, ma non con biocarburanti. L'Italia sta continuando a chiedere che vengano inclusi anche i *biofuels*, nella convinzione che per raggiungere la neutralità climatica occorra avvalersi di tutte le soluzioni a disposizione e di tutti i *fuels carbon neutral* in grado di contribuire alla riduzione delle emissioni di CO₂ del trasporto stradale.

4. *La possibile evoluzione normativa*

Le recenti decisioni adottate nell'ambito del Regolamento CO₂ per auto consentono di continuare ad immatricolare dopo il 2035 veicoli ICE se alimentati esclusivamente da *e-fuels carbon neutral*. È un'apertura positiva che va ulteriormente sviluppata e noi, insieme al governo italiano, stiamo operando affinché vengano pienamente riconosciuti, oltre agli *e-fuels*, anche i biocarburanti *carbon neutral*.

L'Italia è tra le nazioni più avanzate su questi ultimi prodotti, avendo già trasformato due raffinerie in bioraffinerie, mentre una terza è in fase di conversione. Un recente studio dell'Imperial College di Londra¹ ha dimostrato che in prospettiva 2035 e poi 2050 c'è ampia disponibilità di materia prima biologica sostenibile non in competizione con biomassa alimentare, nel pieno rispetto della biodiversità (p.es. oli da alghe e rifiuti, materiali lignocellulosici, biooli ecc.), in grado di soddisfare la domanda futura di biocarburanti *carbon neutral* in Europa.

È necessario, pertanto, che la normativa riconosca che i motori alimentati con i combustibili liquidi decarbonizzati sono veicoli a zero emissioni in quanto abbattano del 100% la CO₂. L'adeguamento dei Regolamenti sulla CO₂ in questo senso non sarebbe particolarmente complicato. Infatti, se si volesse mantenere in ogni caso l'approccio "Tank-to-Wheel" basterebbe conteggiare pari a zero le emissioni della CO₂ biogenica o riciclata. Se invece si volesse introdurre un approccio "Well-to-Wheel" basterebbe misurare le emissioni climalteranti rilasciate lungo tutta la filiera dei combustibili e dei vettori energetici.

¹ Imperial College, *Sustainable biomass availability in the EU, to 2050*, London 2022.

La responsabilità dei costruttori, dei soggetti, cioè, obbligati a rispettare i limiti di emissione della CO₂, potrà essere in questo modo collegata a quella dei fornitori di carburante, consentendo che al raggiungimento dei target sulla CO₂ possano contribuire anche i crediti generati dai fornitori di *fuels* attraverso i *carbon neutral fuels*, lasciando ai consumatori finali una più ampia gamma di possibilità per le loro scelte di mobilità a basse emissioni di CO₂.

5. *Riflessioni conclusive*

Per il perseguimento del comune e imprescindibile obiettivo di decarbonizzazione del trasporto stradale, la normativa comunitaria recentemente adottata punta in modo quasi esclusivo sull'imposizione della mobilità elettrica, escludendo qualsiasi ricorso ad altre opzioni, a nostro avviso altrettanto valide. Riteniamo che una politica ambientale basata su imposizioni e divieti abbia scarse possibilità di successo nel contrasto ai cambiamenti climatici e, per contro, sia estremamente dannosa per il tessuto industriale dell'*automotive* europeo.

Escludere qualsiasi riconoscimento del contributo che i *carbon neutral fuels* sono in grado di assicurare per la decarbonizzazione dei trasporti è assolutamente incomprensibile, perché rispetto ad altre tecnologie essi presentano diversi vantaggi ambientali, economici e sociali. I *carbon neutral fuels* consentirebbero di accelerare la decarbonizzazione del settore dei trasporti con immediati abbattimenti della CO₂ su tutto il parco circolante, nonché sul trasporto aereo e marittimo, offrendo ai consumatori una scelta tra diverse tecnologie a basse emissioni di carbonio e rendendo così la neutralità carbonica accessibile a tutti. Inoltre, non va dimenticato che le filiere industriali nazionali sui motori a combustione interna costituiscono eccellenze a livello globale e sono *asset* strategici per il nostro Paese.

Numerose pubblicazioni hanno evidenziato le ricadute negative, in termini occupazionali ed economici, derivanti dalla possibile messa al bando dei motori a combustione interna al 2035 nei diversi Paesi manifatturieri a vocazione *automotive*. Il più recente studio di CLEPA² (as-

² CLEPA, *Electric Vehicle Transition Impact Assessment Report 2020-2040*, 2020.

sociazione dei componentisti *automotive* europei) sottolinea che l'Italia è il Paese che rischia di perdere il maggior numero di posti di lavoro (circa 73.000, di cui 67.000 già nel periodo 2025-2030). Sono perdite che le nuove professionalità legate allo sviluppo della mobilità elettrica non basteranno a compensare. Infatti, le componenti fondamentali della mobilità elettrica sono in mano alla Cina (batterie, *inverter*, motori elettrici, materie prime ecc.) e non ci sarà mai alcuna possibilità di colmare il *gap* competitivo con questo Paese e su questi prodotti, esponendoci alla quasi totale dipendenza da essa.

La Commissione Europea in carica è al termine del proprio mandato e nel giugno 2024 si terranno le elezioni europee, da cui scaturirà una nuova Commissione. L'auspicio è che le prossime Istituzioni comunitarie adottino approcci più razionali attuando una revisione della normativa tale da garantire con maggiore certezza il rispetto degli ambiziosi *target* ambientali dell'UE, preservando al contempo l'eccellenza della filiera europea dell'*automotive*.

CLAUDIO EVA*

Eventi estremi e CO₂

Abstract: The increase in extreme meteorological events (floods, fires, cyclones, heat waves, storms, etc.) is the effect of an acceleration of the processes associated with global warming. CO₂ emissions, despite the launch of modern decarbonisation techniques adopted by the most industrial countries, show no signs of decreasing and indeed continue to grow. In 2023, a concentration of 420 ppm of CO₂ was reached following a global emission due to anthropic activities from the pre-industrial period to today (1850-2021) of approximately 2500 GtCO₂ (billion ton of CO₂). Today, the major industrial countries contribute to these emissions: China with 31% and India with 9.8% of emissions are leaders in the world. 3D modeling carried out by NASA has highlighted that whatever the source, CO₂ spreads homogeneously in the troposphere in a year. 2023 was the hottest year ever. The air temperature each month of the year was 1 °C to 1.7 °C warmer than in all previous years. Similarly, the temperature of all seas has increased significantly. Long heat waves in both the air and sea waters occurred throughout the year. Disastrous extreme events occurred around the world. Not only the climate but also atmospheric circulation is changing. The Mediterranean basin is increasingly subject to the African anticyclone which brings strong increases in average temperatures with persistent heat waves. Drought and floods alternate. The increase in sea surface temperature (SST) leads to the onset of subtropical cyclones and in the plains the storm formations are increasingly devastating supercells completely similar to tornadoes. From all this arises the problem of how to protect ourselves from the risks deriving from climate change. It appears clear that emissions reduction processes are not sufficient in the short term to reduce the impact of extreme events. It is also necessary to remove part of the CO₂ stored in the troposphere with capture and sequestration processes. Highly energy-intensive procedures need to be made less expensive and compatible with the environment.

* Accademico, già Professore ordinario di Fisica Terrestre, Università di Genova.

1. *Introduzione*

Oggi siamo di fronte ad una vera crisi climatica per cui la situazione diventa sempre più drammatica in conseguenza all'aumento della gravità e della frequenza degli eventi meteorologici estremi.

Quando le attività umane (come la combustione di combustibili fossili) rilasciano emissioni di CO₂, questi gas assorbono il calore dei raggi solari all'interno dell'atmosfera. Il calore intrappolato determina un aumento delle temperature globali, che innesci una cascata di impatti non ancora del tutto compresi.

La concentrazione di anidride carbonica (CO₂) nell'atmosfera è aumentata da circa 278 parti per milione (ppm) nel 1750 (Gulev et al. 2021), l'inizio dell'era industriale, a 420 ppm nel 2023. L'aumento della CO₂ atmosferica rispetto ai livelli preindustriali è stato inizialmente causato principalmente dal rilascio di carbonio nell'atmosfera derivante dalla deforestazione e da altre attività di cambiamento dell'uso del suolo. Sebbene le emissioni da combustibili fossili siano cominciate prima dell'era industriale, esse sono diventate la fonte principale di emissioni di origine antropica nell'atmosfera a partire dal 1950 circa, e la loro quota relativa ha continuato ad aumentare fino ad oggi.

Il continuo accumularsi di sostanze inquinanti (gas serra) nell'atmosfera porta ad un costante aumento della temperatura globale, con conseguenti periodi di caldo estremo. Si assiste altresì ad una sorta di paradosso: mentre le precipitazioni complessive diminuiscono, nello stesso tempo i forti temporali aumentano e, a causa del cambiamento del regime delle piogge, spesso i temporali producono piogge alluvionali che devastano i territori. Per effetto del calore accumulato dal mare si verificano cicloni che devastano grandi estensioni di territorio. Questi fenomeni si generano sempre più spesso anche nell'area del Mediterraneo, con la comparsa dei *medicane* (*Mediterranean Hurricane* o ciclone tropicale mediterraneo). Per quanto riguarda l'Italia, l'eccesso di calore nelle nostre pianure ha portato all'insorgenza di fenomeni nuovi come le supercelle temporalesche, del tutto simili ai tornado delle grandi pianure americane. In luoghi che sono già soggetti a basse precipitazioni la siccità sta diventando sempre più frequente e grave.

Dal punto di vista climatico il 2023 è stato l'anno dei più sconcertanti record. È stato sicuramente l'anno solare più caldo nei record di

temperatura globale a partire dal 1850. Il record di riscaldamento globale 2023 segna +1,48 °C rispetto al periodo preindustriale, cioè la media delle temperature del 1850-1900 (+0,6 °C sul 2020-1991). Le insolite temperature dell'aria registrate hanno comportato l'aumento senza precedenti delle temperature superficiali dell'oceano. A tali aumenti di temperatura si associano ondate di calore marino in tutto il mondo, anche in parti del Mediterraneo, del Golfo del Messico e dei Caraibi, nell'Oceano Indiano e nel Pacifico settentrionale e in gran parte dell'Atlantico settentrionale. Il ghiaccio marino artico e antartico ha raggiunto il minimo storico per il periodo corrispondente dell'anno. Lo stesso è avvenuto per le calotte glaciali dell'Antartide e delle aree polari artiche (Groenlandia), con conseguenti innalzamenti del livello marino. Nel 2023 le concentrazioni di gas serra hanno raggiunto i livelli più alti mai registrati nell'atmosfera. L'anidride carbonica (CO₂) è uno dei principali gas che contribuiscono all'effetto serra, e rappresenta l'elemento primario da eliminare in termini sia di emissioni sia di riduzione nell'atmosfera terrestre.

Le emissioni globali di carbonio da petrolio, gas e carbone sono aumentate dell'1,1% rispetto ai livelli del 2022, raggiungendo 37,4 miliardi di tonnellate. La concentrazione di CO₂ ha di gran lunga superato il valore target di 400 ppm identificato dall'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) delle Nazioni Unite per contenere l'aumento della temperatura media globale al di sotto di 2 °C. Questo si traduce in un aumento della temperatura nella regione mediterranea, e nel nostro paese in particolare, e in un forte riscaldamento delle acque del mare.

Se l'aumento dell'inquinamento dovesse continuare a questo ritmo, secondo gli scienziati del Global Carbon Project esiste una alta probabilità che la temperatura globale aumenti in modo costante e possa superare prima del previsto la soglia di 1,5 °C prevista dall'accordo di Parigi.

Dall'ultimo rapporto dell'IPCC emerge che per riuscire a raggiungere gli obiettivi climatici mondiali delineati dall'accordo di Parigi è indispensabile non solo ridurre drasticamente le emissioni antropiche, ma anche rimuovere in modo permanente l'anidride carbonica (CO₂) atmosferica in eccesso.

La principale difficoltà che qualsiasi metodo per catturare e riutilizzare la CO₂ deve però affrontare è il fatto che la molecola è la più stabile fra i composti del carbonio, per cui separarla da altri gas, scinderne i legami o legarla a qualsiasi altra sostanza ha un elevato costo energetico.

2. Gas serra e CO₂

Il bilancio energetico della Terra e dell'atmosfera determina la temperatura globale media in superficie. La superficie terrestre trasferisce all'atmosfera in media tanta energia quanta ne assorbe; il valore della temperatura globale media in superficie (circa 15 °C) è quello necessario per mantenere la Terra e l'atmosfera in equilibrio termico. Se la Terra fosse priva di atmosfera la sua temperatura, in virtù della quantità della radiazione emessa dal Sole e della distanza da esso, avrebbe un valore medio di -18 °C. L'atmosfera è infatti relativamente trasparente alle radiazioni di lunghezze d'onda del visibile, che corrispondono al massimo dello spettro di emissione solare, e relativamente opaca alle radiazioni infrarosse. Di tale opacità sono responsabili i gas serra. Quindi, grazie alla loro capacità di trattenere la radiazione terrestre, i gas serra contenuti nell'atmosfera rendono possibile mantenere la temperatura media del globo attorno ai 15 °C.

I gas serra compongono una minima parte dell'atmosfera terrestre.

Il principale responsabile dell'effetto serra è il *vapore acqueo* (H₂O), ovvero l'acqua allo stato di vapore. Il vapore acqueo è, in termini di quantità, il gas serra più presente nella nostra atmosfera e rappresenta, pur variando a seconda del luogo e delle condizioni atmosferiche, lo 0,10% dell'atmosfera. Anche se la quantità sembra marginale, il vapore acqueo ha degli impatti fondamentali per l'equilibrio del nostro sistema climatico. Poiché la capacità di assorbimento del vapore acqueo nell'aria è correlata direttamente alla temperatura, il vapore acqueo non ha praticamente alcuna incidenza sul cambiamento climatico generato dall'uomo.

Ci sono altri gas serra, i cui livelli sono oggi aumentati in modo pericoloso a causa dell'attività umana: l'anidride carbonica o biossido di carbonio (CO₂), il metano (CH₄) e il protossido d'azoto (N₂O). Sono presenti anche i gas fluorurati, che hanno origine esclusivamente antropica. Tra questi, i "famigerati" clorofluorocarburi (contrassegnati con la sigla CFC).

Di tutti questi gas emessi da attività umane (escludendo quindi il vapore acqueo), la CO₂ è di gran lunga quello preponderante, rappresentando il 76% del totale delle emissioni antropiche. Seguono il CH₄ (16%) e il N₂O al 6%, mentre i gas fluorurati rappresentano solo il 2%.

Per cercare di misurare l'impatto di ciascun gas sul clima della Terra è stato creato un indice che ne misura la capacità di trattenere calore. Si tratta del *potenziale di surriscaldamento globale* (*Global Warming Potential*, GWP), che misura il quantitativo di energia che un gas assorbe in un determinato periodo di tempo (di solito in 100 anni). L'indice è calcolato sulla base del valore di CO_2 , considerando che una tonnellata di questo gas ha un GWP che vale 1, cioè in CO_2 equivalenti (CO_2e). Così il CH_4 ha un GWP di 28-36 (CO_2e), il N_2O di circa 265-298 (CO_2e), mentre i fluorurati variano tra il migliaio e le decine di migliaia.

Va inoltre considerato che non tutti i gas rimangono nell'atmosfera per lo stesso tempo. Le molecole di CO_2 , per esempio, rimangono tra i 5 e i 200 anni; il CH_4 rimane tra gli 8,5 e i 12 anni; l' N_2O tra i 114 e i 120 anni, mentre per i fluorurati il valore cambia a seconda del gas: alcuni rimangono poco più di un anno, altri fino a 1700 anni. Per tenere conto della differente permanenza nell'atmosfera dei diversi gas, il GWP viene calcolato per altri intervalli temporali specifici oltre a quello già menzionato di 100 anni.

La concentrazione dei gas serra nell'atmosfera è soggetta a continue oscillazioni come effetto di diversi processi naturali. L'alternarsi naturale di tempo caldo e freddo, il vulcanismo, la circolazione atmosferica globale e le correnti convettive modificano localmente le concentrazioni di questi gas con oscillazioni percentuali considerevoli.

Tra i gas serra il biossido di carbonio (CO_2 o anidride carbonica), per la sua concentrazione e per la sua vita, rappresenta il gas che ha il maggior impatto sull'ambiente ed è considerato il motore principale del cambiamento climatico.

La CO_2 è un gas essenziale per la vita del pianeta e rientra nel così detto ciclo del carbonio. Viene prodotta naturalmente dagli animali durante la respirazione, dalle piante attraverso il processo della fotosintesi e attraverso la scomposizione della biomassa. Inoltre, può entrare nell'atmosfera attraverso la combustione di combustibili fossili e reazioni chimiche. Le emissioni di gas serra e in particolare di CO_2 hanno subito un incremento soprattutto a partire dalla Rivoluzione industriale. I principali responsabili del loro aumento sono le varie attività umane dai processi industriali a quelli agricoli.

Il carotaggio dei sedimenti e dei ghiacci artici ha permesso di stimare, per gli ultimi 800.000 anni, che le concentrazioni di CO_2 sono

risultate comprese tra 180 e 300 ppm. Le variazioni sono da ascrivere alle glaciazioni terrestri, i valori minimi durante i periodi freddi e quelli più elevati nei periodi interglaciali (caldi). Considerando, invece, il periodo preindustriale le percentuali dei gas serra sono così quantificabili: CO₂ lo 0,018%-0,03%, CH₄ lo 0,000072%, N₂O lo 0,000027%.

Abbiamo già visto come la concentrazione di anidride carbonica (CO₂) nell'atmosfera sia aumentata da circa 278 parti per milione (ppm) nel 1750, l'inizio dell'era industriale, a 419 ppm nel 2023, con un incremento del 43% (figura 1). Le emissioni di origine antropica si verificano in aggiunta a un ciclo naturale attivo del carbonio che fa circolare il carbonio tra i serbatoi dell'atmosfera, dell'oceano e della biosfera terrestre su scale temporali che vanno dal sub-giornaliero ai millenni, mentre gli scambi con i serbatoi geologici avvengono su scale temporali più lunghe.

Nella valutazione delle emissioni di CO₂ bisogna tenere conto di almeno due componenti separate e indipendenti, derivanti da: 1) combustione e ossidazione di combustibili fossili da tutti i processi energetici e industriali, compresa la produzione di cemento e la carbonatazione; 2) emissioni risultanti da attività umane intenzionali sulla Terra, comprese quelle che portano al cambiamento dell'uso del suolo. Le stime delle emissioni fossili di CO₂ globali e nazionali considerano l'ossidazione dei combustibili fossili attraverso attività sia di combustione (ad esempio trasporti, riscaldamento) che di ossidazione chimica, e la decomposizione dei carbonati nei processi industriali (ad esempio la produzione di cemento).

Durante il periodo storico 1850-2021, il 30% delle emissioni è derivato dal cambiamento dell'uso del suolo e il 70% da emissioni fossili. Tuttavia, le emissioni fossili sono cresciute in modo significativo a partire dal 1960, mentre i cambiamenti nell'uso del suolo non lo hanno fatto, e di conseguenza il contributo del cambiamento nell'uso del suolo alle emissioni di origine antropica totale è stato inferiore negli ultimi periodi (18% nel periodo 1960-2021 e 11% nel periodo 2012-2021).

Il flusso netto di CO₂ derivante dall'uso del suolo, dai cambiamenti di uso del suolo e dalla silvicoltura comprende i flussi di CO₂ derivanti dalla deforestazione, dall'imboschimento, dal disboscamento e dal degrado forestale, dalla modifica delle coltivazioni e ricrescita delle foreste.

Secondo il Global Carbon Budget 2022, le emissioni cumulative di CO₂ di origine antropica per il periodo 1850-2021 sono state pari a

Figure 1: Global energy-related CO₂ emissions and their annual change, 1900-2023

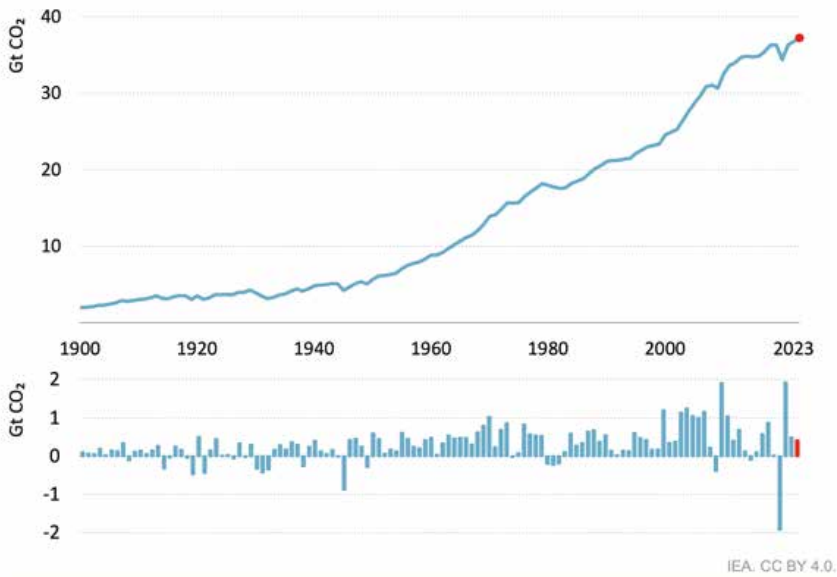


Figura 1. 1900-2023: Evoluzione delle emissioni globali di CO₂ legate alla produzione di energia (IEA 2024).

2455 ± 240 GtCO₂, di cui il 70% si è verificato dal 1960 e il 33% dal 2000. Le emissioni di origine antropica totali sono più che raddoppiate negli ultimi 60 anni, da 16,5 GtCO₂/anno per il decennio degli anni sessanta a una media di 10,8 GtCO₂/anno durante il periodo 2012-2021, e raggiungendo 40.0 GtCO₂ nel 2021.

La figura 1 descrive l'andamento temporale dell'emissione di CO₂ dal 1900 al 2023 dovute al solo utilizzo di combustibili fossili; il minimo dell'anno 2019 è legato alla riduzione mondiale delle attività dovuta alla pandemia e la ripresa di emissioni negli anni successivi. Comunque, la curva mostra un significativo rallentamento delle emissioni a livello globale dovuto ai molti interventi di decarbonizzazione avviati a livello mondiale.

Il tasso di crescita del livello di CO₂ atmosferico è aumentato da circa 6 GtCO₂/anno negli anni sessanta a 19 GtCO₂/anno nel periodo 2012-2022, con importanti variazioni decennali. Durante l'ultimo decennio (2012-2021) il tasso di crescita della concentrazione atmo-

sferica di CO₂ ha continuato ad aumentare, seppure con un'ampia variabilità interannuale.

Nel periodo 1850-2021 il 46% delle emissioni di CO₂ fossile proveniva dal carbone, il 35% dal petrolio, il 15% dal gas naturale, il 4% dalla decomposizione dei carbonati.

Nel 1850 il Regno Unito contribuiva per il 62% alle emissioni globali di CO₂ fossile. Nel 1891 le emissioni cumulative combinate degli attuali membri dell'Unione Europea raggiunsero e successivamente superarono il livello del Regno Unito. Dal 1917 le emissioni cumulative degli Stati Uniti sono state le più grandi. Nell'intero periodo 1850-2021 le emissioni cumulative degli Stati Uniti sono ammontate al 24% del totale mondiale, quelle dell'UE al 17% e quelle della Cina al 14%.

Il grafico di figura 2 mostra l'andamento delle emissioni da parte dei sei principali Stati inquinatori. Mentre Stati Uniti, Europa (EU26) e Giappone mostrano una sostanziale decrescita delle emissioni a partire dagli anni 2000, si assiste a un incremento vertiginoso delle emissioni per Cina e India. Se si guarda la produzione globale per singolo paese nel 2021 si trova al primo posto la Cina con 12,5 Gt CO₂, e a seguire gli

Top emitters, 1850-2021

Carbon dioxide emissions from burning fossil fuels, flaring, and cement production, in millions of metric tons.



Source: Global Carbon Project - Get the data - Created with Datawrapper

Figura 2. 1850-2021: anidride carbonica rilasciata dal consumo di combustibili fossili e produzione di cemento, in milioni di tonnellate per paese (Global Carbon Project 2021).

Stati Uniti con 4,8 Gt CO₂, l'India con 2,6 Gt CO₂, l'Europa (EU) con 2,4 Gt CO₂, la Russia con 1,0 Gt CO₂, il Giappone con 1,1 Gt CO₂. Da ciò si evince che attualmente la Cina da sola emette più CO₂ di Stati Uniti, Europa, India e Russia insieme (Friedlingstein et al. 2022).

Le emissioni globali di CO₂ legate all'energia sono cresciute dell'1,1% nel 2023, aumentando di 410 Mt (milioni di tonnellate) per raggiungere un nuovo record di 37,4 Gt (miliardi di tonnellate). Ciò si confronta con un aumento di 490 Mt nel 2022 (1,3%). Le emissioni derivanti dal carbone hanno rappresentato oltre il 65% dell'aumento nel 2023.

Il deficit a livello mondiale nella produzione di energia idroelettrica dovuto alla siccità ha fatto aumentare le emissioni di circa 170 Mt. Per il 2023 le emissioni globali totali di CO₂ di origine antropica derivanti dai fossili e dai cambiamenti di uso del suolo sono pari a circa 43,5 Gt CO₂.

Tra il 2019 e il 2023 le emissioni totali legate all'energia sono aumentate di circa 900 Mt nonostante la crescente diffusione a partire dal 2019 delle cinque tecnologie chiave per l'energia pulita (solare fotovoltaico, eolico, nucleare, pompe di calore e auto elettriche); diversamente la crescita delle emissioni sarebbe stata tre volte maggiore.

3. *Diffusione della CO₂*

I gas contenuti nell'atmosfera terrestre, pur essendo più pesanti dell'ossigeno, tendono a non stratificarsi ma risultano ben miscelati. Ciò è dovuto alla forza di diffusione. Le molecole di gas si muovono in continuità e sotto l'effetto del calore immagazzinato tendono a espandersi, andando ad occupare anche le porzioni più rarefate dell'atmosfera. Sotto l'effetto del riscaldamento solare si muovono rapidamente e, scontrandosi l'una con l'altra, si mescolano continuamente. Poiché la CO₂ non si decompone fino a circa 80 km dalla superficie terrestre, può raggiungere alte quote e si diffonde andando ad occupare l'intera troposfera terrestre. La diffusione viene fortemente accelerata dalle forti correnti d'aria che caratterizzano la circolazione atmosferica globale. A causa della maggiore superficie terrestre, e quindi dell'asimmetria delle foreste terrestri, più sviluppate nell'emisfero boreale che in quello australe, esiste una fluttuazione (definita anche il *respiro della Terra*), che

ha un massimo in maggio e un minimo in ottobre. La concentrazione di CO₂ raggiunge il massimo in primavera, prima che le piante entrino nella fase vegetativa. La crescita estiva delle foglie consuma la CO₂ che aumenta nuovamente in autunno, quando le piante entrano nella fase vegetativa (figura 3). L'entità dell'oscillazione, dipendente anche dalla latitudine, è contenuta in 5-10 ppm, a fronte di una concentrazione totale che negli anni sessanta era di circa 315 ppm (1.5%). Le misure eseguite dall'Aeronautica Militare Italiana presso l'Osservatorio di Monte Cimone (figura 3) mostrano una concentrazione di CO₂ in linea con il valor medio globale. L'oscillazione stagionale mostra una variabilità dell'ordine di 10 ppm. Di particolare rilevanza è il valore medio di 428 ppm raggiunto nel mese di marzo 2024: se confermato a livello globale, questo valore della concentrazione di CO₂ nell'atmosfera rappresenta inequivocabilmente un nuovo record negativo.

A differenza di altre forme di inquinamento, questo gas serra è invisibile all'occhio umano. Per meglio mostrare al pubblico come esso si diffonde sulla superficie del globo e contribuisce al riscaldamento

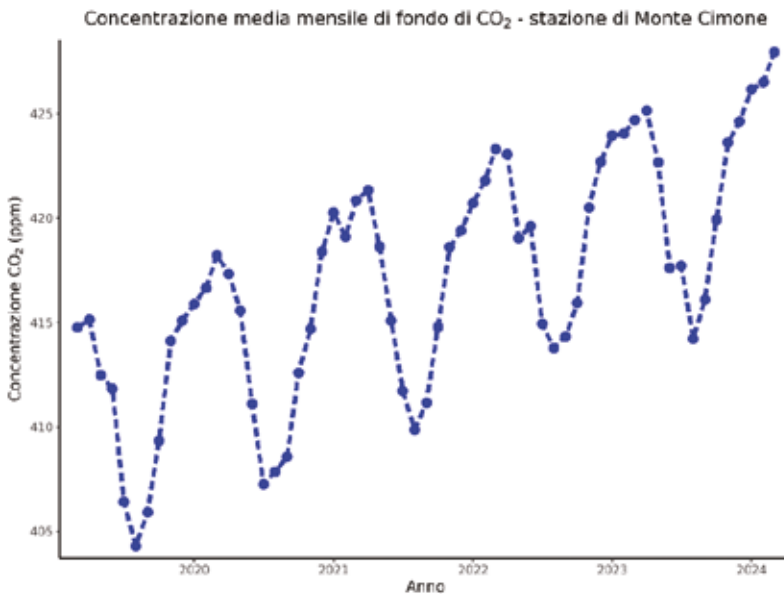


Figura 3. Medie mensili della CO₂ degli ultimi 5 anni presso l'Osservatorio di Monte Cimone (Meteo Aeronautica Militare Italiana 2024).

globale, la NASA ha modellato l'accumulo delle emissioni di CO₂ nel corso di un anno. I video relativi (NASA 2023) mostrano le emissioni di CO₂ provenienti da una serie di fonti poste nell'emisfero settentrionale: combustione di combustibili fossili causata dall'uomo.

Le visualizzazioni evidenziano lo squilibrio nelle emissioni di CO₂ tra l'emisfero settentrionale e quello meridionale e mostrano anche come la CO₂ viene trasportata in tutto il mondo dalle correnti d'aria una volta nell'atmosfera.

La NASA (2023) ha eseguito una modellazione 3D di tre sorgenti estese di CO₂ poste in diversi ambiti territoriali dell'emisfero settentrionale (Stati Uniti, Europa, Cina). In tali modellazioni il gas si muove in modo turbolento a causa delle correnti atmosferiche per circa sei mesi nell'emisfero di origine e negli altri sei mesi si trasferisce anche nell'emisfero meridionale. Dopo un anno dall'emissione la CO₂ si è distribuita omogeneamente su tutto il pianeta, mettendo in evidenza che qualsiasi sia la sorgente tutto il pianeta ne risente.

In natura, a causa della circolazione atmosferica, si possono formare a tutte le quote delle zone a concentrazione diversa di CO₂ con variazioni dell'ordine del 20-25% (in ppm) del contenuto di questo gas. Tali aree sono localizzate primariamente nelle aree anticicloniche, dove l'alta pressione produce una stagnazione dell'aria e l'assenza di piogge. Le correnti aeree che circondano queste aree tendono a spingere questi gas verso le aree ad alta pressione. La persistenza di condizioni di alta pressione per lunghi periodi su di un'area spesso comporta l'instaurarsi di importanti ondate di calore. Anche se i meccanismi con cui i gas serra possano contribuire alla creazione di questi eventi estremi non è ancora ben noto, certamente la presenza nell'atmosfera di concentrazioni maggiori di questi gas influisce sull'innalzamento della temperatura (Eva 2023).

4. *Gli eventi estremi*

In termini statistici si definiscono come valori anomali o estremi di una distribuzione temporale di dati quegli elementi della serie che superano in modo significativo il valor medio. In statistica dei valori estremi essi vengono definiti come valori a bassa o bassissima probabilità di accadimento.

In meteorologia, analogamente, si definisce come evento estremo (*extreme weather event*) un evento meteorologico e climatico che si discosta in modo significativo da un modello meteorologico medio per una certa regione o area geografica e che può risultare estremamente grave, coinvolgendo intere comunità (piogge alluvionali, ondate di calore).

Gli eventi estremi in meteorologia sono compresi in due categorie: legati al tempo (durata) e legati al superamento di una soglia prefissata. Gli eventi legati al tempo possono essere di breve durata (ondate di calore, forti gelate, piogge alluvionali, cicloni) o a lungo tempo spesso causati da una concomitanza di effetti climatici e meteorologici (siccità, scioglimento di ghiacci).

Nella statistica dei valori estremi si distinguono due approcci diversi: il calcolo della probabilità che venga superata una data soglia temporale (durata) o una data soglia di intensità (superamento di un dato valore limite). In generale in tali casi si cercano i valori che hanno la più bassa probabilità di accadimento, in particolare per tarare opere ingegneristiche.

Tutto ciò è valido se la media dei valori è costante nel tempo: regime stazionario o pseudo stazionario, cioè i casi in cui la serie di osservazioni presenta una certa ripetitività, ma se i valori “estremi” crescono in frequenza e intensità divenendo la “normalità” (la loro probabilità cresce rapidamente) il sistema è in una fase evolutiva che tende a raggiungere un nuovo stato di equilibrio che dipenderà dalle condizioni fisiche di contorno. Questo è il caso della temperatura media della Terra (*global warming*). I valori medi trentennali della temperatura nell’era industriale stanno costantemente crescendo e conseguentemente sta crescendo continuamente l’incidenza di valori estremi ad essa correlati (ondate di calore con conseguenti influenze sul clima). Gli eventi estremi diventano sempre più frequenti, tanto da divenire normalità.

Con il crescere della temperatura media globale si sta osservando un cambiamento significativo nella circolazione atmosferica globale. Il riscaldamento delle zone polari comporta una diminuzione dei gradienti termici tra polo ed equatore, con conseguenti modificazioni della circolazione atmosferica.

Uno degli aspetti più significativi riguarda il bacino del Mediterraneo e i paesi che vi si affacciano. Sino al 1980 l’estate iniziava con l’entrata nel Mediterraneo dell’anticiclone delle Azzorre, che statisticamente avveniva nella seconda metà di giugno. Questo anticiclone, che

portava un clima caldo temperato su tutta la regione, impediva all'anticiclone africano di spingersi verso nord, ovvero verso l'Europa.

Nel periodo successivo l'alta pressione ha smesso gradualmente di instaurare il suo regime anticiclonico estivo sul bacino del Mediterraneo (rimanendo confinata in Atlantico o puntando verso la Groenlandia), come pure sull'intera Europa, lasciando campo libero ad altre grandezze meteorologiche, in particolare alta pressione nordafricana, e in misura minore alle correnti fredde provenienti dal Nord Europa oppure dal Nord Atlantico.

Ciò ha comportato un continuo alternarsi di estati roventi, con l'aria calda africana che punta verso il centro-sud europeo. Il gran caldo è solitamente accompagnato da un elevato tasso di umidità a causa del passaggio dell'aria sopra il Mar Mediterraneo, cosa che rende il caldo ancora più insopportabile dal punto di vista fisico. L'alta pressione che rimane in Atlantico non esercita più la sua funzione di cuscinetto fra masse d'aria con caratteristiche di temperatura e umidità molto diverse.

Le perturbazioni atmosferiche scendono o salgono seguendo i meridiani, con il risultato che possono facilmente scontrarsi masse d'aria di segno opposto. I fenomeni subiscono dunque una estremizzazione: correnti di origine sub polare vengono a contatto con altre di origine sub tropicale con conseguenti manifestazioni temporalesche molto intense, in alcuni casi devastanti. Basti pensare ai temporali violentissimi (solitamente a causa della formazione di supercelle), che hanno interessato negli ultimi anni l'Europa centrale e l'Italia settentrionale. I temporali di tipo supercella possono produrre intense precipitazioni con forti raffiche di vento, grandinate di inaudita violenza e trombe d'aria. Fenomeni di questo tipo si sono manifestati su Europa centrale, Alpi (specie al nord-est) e localmente in Pianura Padana.

Recentemente nuovi eventi meteorologici estremi, raramente riscontrati in Italia prima del 2000, sono divenuti ricorrenti e sono stati anche oggetto di trattazione giornalistica. Tra questi possiamo citare: *medicane* (cicloni subtropicali mediterranei), supercelle temporalesche, *downburst*.

Medicane (*Mediterranean hurricane*) o TLC (*tropical like cyclones*): hanno caratteristiche simili ai cicloni tropicali, sia quando vengono osservati sulle immagini satellitari sia prendendo in considerazione le loro caratteristiche dinamiche e termodinamiche. Questi "uragani mediter-



Figura 4. *Medicane Juliette formatosi a est della Sardegna e visto dal satellite il 1° marzo 2023 (foto satellite NASA da Valisa 2024).*

ranei” condividono con i loro cugini tropicali la presenza del caratteristico “occhio” e di una spirale di nubi che si sviluppa al suo esterno, ruotando attorno al nucleo caldo centrale (figura 4). In prossimità del muro di nuvole che si viene a formare soffiano raffiche di vento molto forti e sono spesso presenti piogge persistenti e abbondanti. Il bacino del Mediterraneo è particolarmente favorevole alla ciclogenesi a causa delle direzioni principali in correnti in quota (ovest-est) e delle caratteristiche morfologiche del bacino, circondato da catene montuose (Atlante, Pirenei, Alpi). Per aggirare queste barriere le correnti sono costrette a creare dei mulinelli, dei vortici e allo stesso tempo le montagne costringono le masse d’aria a sollevarsi e produrre della convezione orografica. Al contrario delle basse pressioni tipiche delle nostre latitudini, in cui due settori caldo e freddo si scontrano attorno a un minimo di pressione formando le perturbazioni, in un medicane il calore e l’umidità del mare favoriscono la nascita di un vortice di temporali attorno ad un cuore caldo, dove la pressione scende fino a 980 hPa. In un TLC le isobare e le isoterme sono sovrapponibili e il comportamento è pertanto *barotropico*. Dal momento che i medicane traggono la loro energia dal calore delle acque marine superficiali, perdono di intensità rapidamente quando toccano la costa.

Dal punto di vista statistico prima del 2012 le aree maggiormente interessate dai medicane risultano essere lo Jonio e la zona di mare attorno alle isole Baleari; tali fenomeni si manifestavano principalmente in autunno. L'autunno è il periodo in cui si riscontra la maggiore temperatura superficiale del mare e si verificano le prime intrusioni di aria fredda che innescano le condizioni favorevoli alla nascita di questi fenomeni. Nel corso degli ultimi anni, a causa del *global warming*, le acque del Mediterraneo hanno subito un forte riscaldamento (con accumulo di molta energia termica) che favorisce la creazione di medicane sempre più frequenti, più intensi e più estesi su tutto il bacino.

Un caso emblematico è rappresentato dal medicane verificatosi il 31 gennaio 2023 nell'Adriatico e che si è abbattuto su Rimini con venti a 114 km/h. La particolarità che rende straordinario questo evento è che si verificato in pieno inverno. Non risulta infatti alcun precedente TLC nella storia del Mediterraneo a gennaio. Evidentemente il caldo anomalo delle acque dell'Adriatico, dovuto al prolungarsi delle alte temperature in dicembre e nella prima metà di gennaio, con l'arrivo dell'aria fredda di origine siberiana ha dato origine ad un fenomeno così raro.

Vari sono gli esempi di questo fenomeno che hanno interessato il bacino del Mediterraneo e l'intera area dell'Italia. Tra questi molti ascrivono l'evento catastrofico (medicane Minerva) che ha interessato l'Emilia-Romagna nei giorni 16-17 maggio 2023 e la grave alluvione (medicane Daniel) che ha colpito la costa libica il 10 settembre 2023.

Supercelle temporalesche: molto diffuse nelle grandi pianure degli Stati Uniti, recentemente si sono manifestate lungo la Pianura Padana. Una supercella è una nube temporalesca tra le più potenti e pericolose, caratterizzata da una forte corrente ascensionale calda rotante all'interno del sistema. Ha un'estensione molto vasta (anche centinaia di chilometri) e un ciclo di vita di parecchie ore, a volte sulle stesse zone, creando seri danni e disagi. La prima differenza rispetto alle normali celle convettive è che tutto il cumulonembo del temporale a supercella ruota lentamente in senso antiorario, quindi con rotazione ciclonica nell'emisfero Nord. Le supercelle contengono cioè un mesociclone, ovvero un ciclone a mesoscala (avente un diametro indicativo tra 1 e 20 km, a seconda dei casi) prodotto dalla continua caduta di pressione all'interno del temporale che aumenta la velocità di rotazione della supercella stessa (figura 5). La seconda differenza consiste nel fatto che le correnti discendenti, anziché

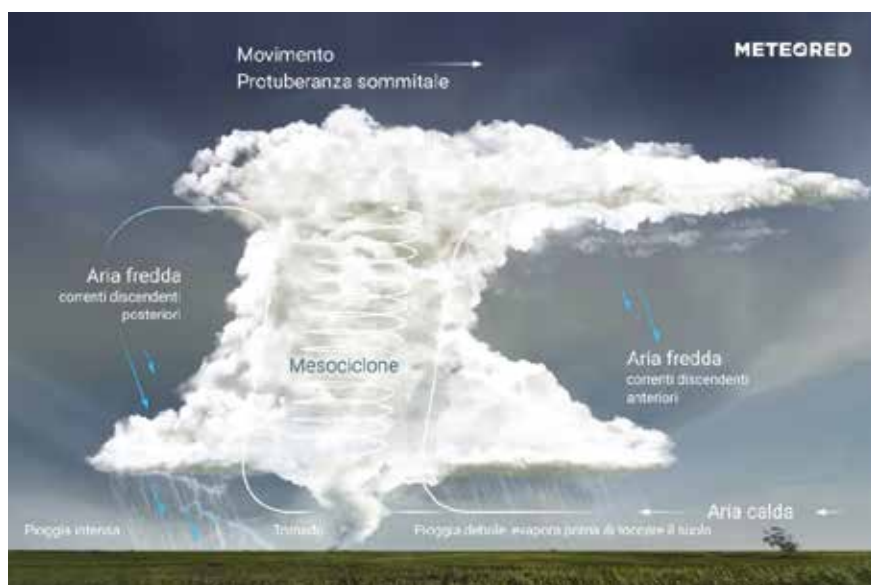


Figura 5. Schema di una supercella. Lo sviluppo verticale che raggiunge può superare la decina di km (da Meteored Italia 2021).

divergere all'esterno del temporale come *outflow* (flusso verso l'esterno), vengono in parte richiamate all'interno grazie al mesociclone. La terza differenza consiste nel fatto che la forte convergenza presente sia dietro sia davanti alla supercella ne rallenta di molto il movimento traslatorio: i temporali a supercella possono rimanere bloccati per ore in zone geografiche precise prima di spostarsi o attenuarsi.

La presenza del mesociclone, con correnti ascensionali con velocità di oltre 100 km/h, comporta che l'aria calda e umida venga trasportata molto rapidamente al confine con la stratosfera dove il vapor d'acqua condensa e ghiaccia, trasformandosi in grandine. I chicchi di grandine, ingrossandosi e appesantendosi, vincono la spinta verso l'alto e cadono al suolo causando grandinate talora devastanti.

Le condizioni favorevoli allo sviluppo di supercelle sono molte, ma le più importanti sono: a) un forte contrasto termico fra una massa d'aria fredda in arrivo e una calda al suolo (l'aria calda, leggera e umida, scontrandosi con quella fredda, più secca e più pesante, sale in quota tanto più velocemente quanto maggiore è il contrasto termico. Quindi un suolo caldo favorirà il processo e l'aria calda salirà subendo una rota-

zione); b) la presenza di una corrente a getto che favorisce la ciclogenesi nei bassi strati; c) la variazione di direzione e intensità dei venti alle diverse quote che favorisce la rotazione del mesociclone interno.

A causa della rotazione del mesociclone nella parte basale della supercella possono formarsi delle trombe d'aria, con risultati talora devastanti.

Questi fenomeni, grazie al forte riscaldamento del suolo e del mare, stanno divenendo sempre più frequenti; nel 2023 oltre una decina di episodi si sono susseguiti nella Pianura Padana creando ingenti danni. Sulla formazione di queste supercellule non è escluso che possano avere un ruolo significativo le isole di calore causate dalle grandi città.

Downburst: con questo termine si indica un fenomeno meteorologico caratterizzato da intense raffiche di vento di tipo lineare che possono raggiungere anche i 120-130 km/h. Si tratta di un fenomeno tipicamente subtropicale, ormai frequente anche in Italia, in associazione a temporali di forte intensità. In particolare, si può formare quando la corrente discensionale (*downdraft*) è molto forte e arriva al suolo con tale velocità da provocare una sorta di "scoppio" (*burst*). A questo punto l'aria si espande orizzontalmente, provocando fortissime raffiche di vento. Fenomeni di questo tipo si sono originati recentemente a seguito di forti temporali in tutta Italia.

Il downburst normalmente è più intenso sul bordo avanzante della cella temporalesca e le raffiche che sviluppa possono causare seri danni alla vegetazione e alle strutture dei centri urbani, a tal punto che spesso possono essere confusi con i danni provocati da una tromba d'aria.

Questi eventi meteo estremi sono purtroppo solo alcuni dei tanti casi che si sono registrati nel corso degli ultimi anni e che si stanno facendo sempre più frequenti. Abbiamo infatti assistito anche in Italia a ondate di calore record che hanno favorito la diffusione di incendi sempre più numerosi ed estesi e hanno acuito periodi di siccità che si sono protratti molto più a lungo del passato, causando danni pesantissimi alle economie locali. In altre aree del nostro paese si sono registrate in misura decisamente più intensa rispetto al passato piogge torrenziali, trombe d'aria e tempeste distruttive. I cambiamenti climatici hanno amplificato gli eventi meteo estremi in tutto il mondo, infrangendo i record di temperatura, abbassando i livelli dei fiumi ai minimi storici e aumentando le precipitazioni a livelli devastanti. La siccità ha preparato il terreno per gli incendi boschivi e ha peggiorato l'insicurezza alimentare.

5. Il 2023, l'anno più caldo mai registrato

Il 2023 è stato di gran lunga l'anno più caldo sulla Terra negli ultimi 150 anni. Le temperature globali hanno iniziato a superare i primi record a partire dalla metà dell'anno e non si sono più fermate. In base alle osservazioni giugno è stato il mese più caldo mai registrato sul pianeta, subito seguito dal mese di luglio e via così, fino ad arrivare al mese di dicembre. Le figure 6 e 7 mostrano in modo inequivocabile la situazione di forte riscaldamento subita a livello globale. In particolare, la figura 6 evidenzia la crescita esponenziale della temperatura media globale a partire dall'era preindustriale.

La figura 7 dà una rappresentazione della distribuzione delle anomalie della temperatura dell'aria nel 2023. Oltre a consolidarsi sempre più l'anomalia termica delle zone polari dovuta all'effetto dell'*amplificazione polare*, sono bene evidenti le aree che durante l'anno hanno subito le forti ondate di calore: Stati Uniti e Canada, l'Europa e il Mediterraneo. Spicca nella zona sud-equatoriale dell'Oceano Pacifico la zona influenzata dalla corrente del Niño.

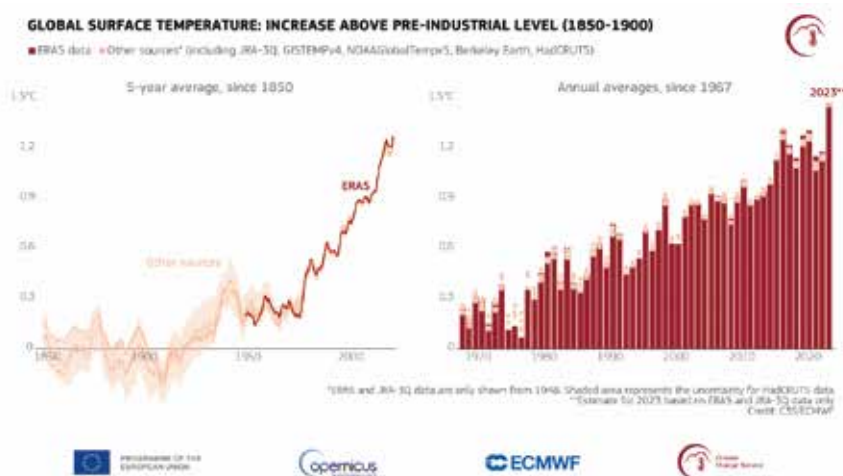


Figura 6. A sinistra l'andamento dell'anomalia di temperatura media globale (valori medi per intervalli di 5 anni) rispetto alla media dei valori preindustriali. A destra i valori dell'anomalia della temperatura media globale a partire dal 1967 (fonte: rapporto Climate Global Highlights 2023).

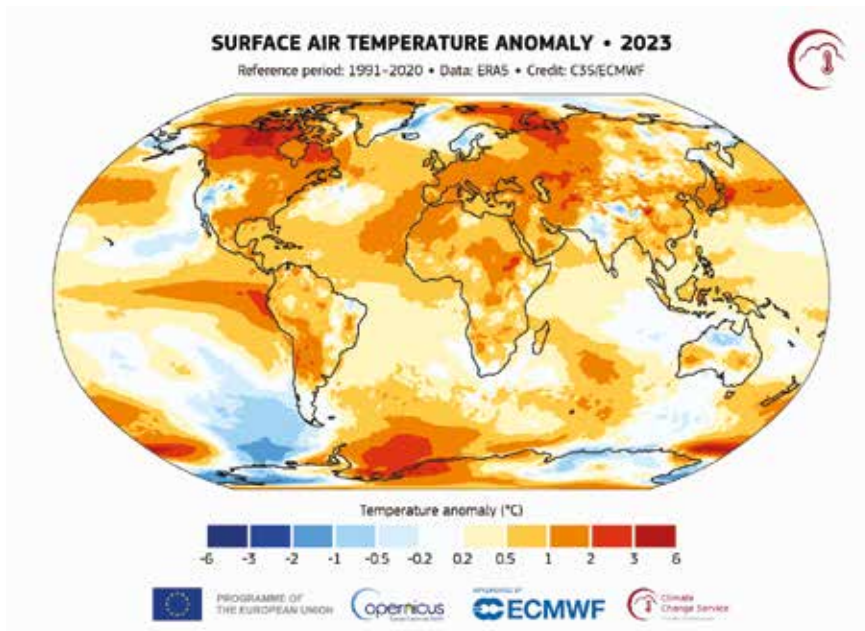


Figura 7. *Mapa delle anomalie di temperatura media globale per l'anno 2023 calcolate rispetto al trentennio 1991-2020 (fonte: dati Eras, da rapporto Climate Global Highlights 2023).*

Secondo il Climate Global Highlights 2023 (Copernicus 2023), il 2023 è stato l'anno solare più caldo mai registrato e, in base ai dati osservati, la temperatura media globale per il 2023 è stata di 14,98 °C, più caldo di 0,60 °C rispetto alla media del trentennio 1991-2020 e di 1,48 °C rispetto al periodo preindustriale 1850-1900. Quest'ultimo valore è molto prossimo alla soglia di sicurezza da non superare prevista dall'accordo di Parigi del 2021.

Nell'anno sono stati anche registrati i mesi più caldi: in luglio e agosto infatti le medie giornaliere della temperatura globale hanno superato di oltre 2 °C i livelli preindustriali.

Non solo il 2023 è l'anno più caldo mai registrato, ma è anche il primo anno in cui tutti i giorni sono stati più caldi di almeno 1 °C rispetto al periodo preindustriale.

Un altro grave campanello d'allarme è determinato, secondo il rapporto citato, dall'aumento delle temperature medie globali giornaliere osservate nell'anno. Questo, rispetto al periodo preindustriale per

il periodo gennaio-giugno, è costantemente compreso in un intervallo di 1-1,5 °C, mentre per il periodo luglio-dicembre si ha un costante aumento compreso tra 1,5-2.0 °C. Due giorni sono stati più caldi di 2 °C rispetto al periodo 1850-1900: per la prima volta è stato superato il livello di 2 °C. Quasi il 50% dei giorni nel 2023 sono stati più caldi di oltre 1,5 °C rispetto al periodo 1850-1900. Il dicembre appena trascorso è stato il più caldo mai registrato a livello globale: la temperatura è stata superiore di 1,78 °C rispetto al periodo 1850-1900. Ciò potrebbe indicare che la soglia di sicurezza di 1,5 °C potrebbe essere già stata superata e si dovrà considerare come obiettivo limite il valore di 2 °C.

Queste considerazioni valgono per la distribuzione della temperatura dell'aria superficiale in tutto il mondo, che mostra un netto contrasto con quella del 2022. La quasi totalità delle aree terrestri hanno registrato nel 2023 temperature superiori alla media.

Per periodi molto lunghi durante l'anno le temperature annuali sono state superiori di oltre 1 °C alla media del periodo 1991-2020, con particolare riguardo all'Europa e al Nord America.

Anche le temperature dell'aria marina sono state le più calde mai registrate. Questo è il caso di gran parte del Nord Atlantico e dei Caraibi, delle parti settentrionali, tropicali e meridionali del Pacifico e di parti dell'Atlantico meridionale e dell'Oceano Indiano. Le anomalie della temperatura dell'aria per queste e altre regioni sono strettamente legate alle anomalie delle temperature della superficie del mare (SST, *Sea Surface Temperature*).

L'unica regione di dimensioni considerevoli in cui le temperature dell'aria marina sono state le più fredde mai registrate è stata il sud-ovest del Sud America. Il contrasto delle temperature sull'Oceano Pacifico orientale tropicale e subtropicale meridionale tra il 2022 e il 2023, dal più freddo al più caldo mai registrato, illustra la transizione dalle condizioni da La Niña a El Niño.

Il fenomeno dell'amplificazione polare ha continuato a mantenere alto il riscaldamento delle aree sia artiche sia antartiche, con gravi problemi relativi allo scioglimento dei ghiacciai marini e terrestri.

Alle alte temperature dell'aria hanno corrisposto alte e anomale temperature degli oceani e mari. La temperatura superficiale del mare (SST) ha ovunque raggiunto valori da record. Le temperature sono rimaste "persistentemente e insolitamente alte", raggiungendo livelli

record per il periodo dell'anno da aprile a dicembre. Ai valori della temperatura superficiale marina, senza precedenti, sono state associate ondate di calore marino in tutto il mondo, anche in parti del Mediterraneo, del Golfo del Messico e dei Caraibi, nell'Oceano Indiano e nel Pacifico settentrionale e in gran parte dell'Atlantico settentrionale.

Nel 2023 le medie globali sono aumentate notevolmente a marzo, con un leggero calo in aprile e maggio, ma hanno continuato ad aumentare durante i mesi estivi boreali per raggiungere il valore più alto di 21,02 °C il 23 e 24 agosto, mai raggiunto nelle serie climatiche mondiali. Per tutto il resto dell'anno le SST medie globali sono rimaste insolitamente elevate e ben al di sopra degli anni più caldi precedenti. Oltre ai valori di SST del Pacifico equatoriale, legati principalmente al fenomeno di El Niño, anche negli altri oceani si sono osservati SST globali da record. In particolare nel Nord Atlantico sono stati osservati valori SST eccezionali da giugno a dicembre, con anomalie mensili sopra la norma per gli analoghi periodi dell'anno. La temperatura SST giornaliera, per il Nord Atlantico, ha raggiunto il valore di 25,19 °C nel mese di agosto 2023. Durante i mesi estivi boreali si sono susseguite ampie ondate di calore marino in larghi settori del Nord Atlantico; in particolare, le alte SST delle zone tropicali hanno comportato una stagione di uragani numericamente fuori della norma.

Le ondate di calore, oltre a verificarsi in tutti gli oceani, hanno avuto anche un notevole impatto nel Mediterraneo. Le elevate temperature dell'aria e del mare hanno scatenato un grande numero di eventi estremi in tutto il mondo con gravi ripercussioni sulla vita delle popolazioni colpite, sugli ecosistemi, sulla natura e sulle infrastrutture. Tra i casi più eccezionali si sono osservati inondazioni, incendi, siccità e caldo estremo.

Tra gli eventi alluvionali dobbiamo ascrivere le inondazioni improvvise causate da piogge intense, piogge monsoniche, grandi sistemi di bassa pressione e cicloni tropicali. Un nuovo fenomeno è rappresentato dai così detti *fiumi atmosferici*,¹ che possono causare inondazioni su

¹ I fiumi atmosferici (*atmospheric rivers*) sono correnti atmosferiche con una larghezza di 200-300 km, estensione verticale di circa 3 km e lunghezza di circa 2.000 km. Queste correnti possono trasportare aria calda e umida dalle regioni tropicali o sub-tropicali verso latitudini più settentrionali. Queste masse d'aria transitando sopra acque molto

larga scala come avvenuto in California (gennaio e marzo) e in Cile. Tali eventi sono divenuti ormai abbastanza frequenti e recentemente hanno interessato l'Atlantico meridionale sino a lambire l'Inghilterra. Tra il 27 e il 30 ottobre 2018 un analogo fenomeno ha interessato anche il Mediterraneo causando un ciclone extratropicale, noto come tempesta Vaia, che ha devastato il paesaggio del Nord-Est italiano (Lombardia, Veneto, Trentino-Alto Adige e Friuli-Venezia Giulia), causando vittime e danni per 3 miliardi di euro (Davolio et al. 2020).

Le ondate di calore e le alte temperature dell'aria e degli oceani hanno avuto importanti effetti sui ghiacci polari. Il ghiaccio marino ai poli ha raggiunto estensioni minime record. Secondo Copernicus, nel mese di dicembre 2023 l'estensione media del ghiaccio marino artico era 9,3 milioni di km², inferiore alla media del trentennio 1991-2020 di 1,7 milioni di km² (circa il 15% in meno). Sia l'estensione giornaliera che quella mensile hanno raggiunto i minimi storici nel febbraio 2023.

Il 2023 è stato significativo anche per il ghiaccio marino antartico: in 8 mesi ha raggiunto il minimo storico per il periodo corrispondente dell'anno e il minimo annuale di settembre è stato il sesto più basso di sempre.

Da maggio 2022 a maggio 2023 il Mediterraneo ha subito l'ondata di calore² più lunga mai registrata negli ultimi 40 anni, con un aumento fino a 4 °C delle temperature del mare e picchi superiori a 23 °C. La parte più colpita è stata il bacino occidentale. Da uno studio (Marullo et al. 2023) è emerso che le anomalie della temperatura superficiale del mare sono strettamente correlate alla prevalenza delle condizioni anticicloniche nell'atmosfera; condizioni che nello stesso periodo hanno causato anche gravi siccità nella regione mediterranea. L'analisi eseguita indica che il rimescolamento verticale del mare causato dal vento è il principale responsabile del trasporto di calore all'interno delle acque marine e che tali anomalie sotto la superficie sono durate diversi mesi.

calde aumentano l'umidità immagazzinata. Quando incontrano un ostacolo, come una montagna o una massa d'aria più fredda (più pesante), l'aria umida è costretta a salire di quota, il vapor d'acqua si condensa e si verificano torrenziali alluvioni.

² Le ondate di calore marine (*marine heat waves*, MHW), sono situazioni in cui la differenza tra la temperatura superficiale del mare misurata e il valore atteso per quella particolare regione in quello specifico periodo dell'anno supera una soglia critica per almeno 5 giorni, in un'area di mare sufficientemente ampia.

6. Cattura e rimozione della CO₂

Nella ricerca di una soluzione che possa mitigare gli effetti del *world warming* quasi tutte le nazioni del mondo hanno ormai compreso la necessità di ridurre drasticamente sia le emissioni sia il contenuto di CO₂ in atmosfera. Tale obiettivo si può perseguire sia puntando al miglioramento delle efficienze energetiche – legate all’innovazione dei cicli termodinamici e all’utilizzo di materiali innovativi – sia procedendo alla rimozione dell’anidride carbonica dall’atmosfera (*Carbon Dioxide Removal*, CDR). Il secondo caso comporta lo sviluppo di tecnologie di cattura e confinamento della CO₂, indicate con l’acronimo anglosassone CCS (*Carbon Capture and Storage*) o *Carbon Sequestration*. Queste tecnologie, oggetto di attività di ricerca in tutto il mondo, sono considerate indispensabili per dimostrare la fattibilità tecnico-economica di impianti a zero emissioni (*near zero emission*) e la stabilità dello stoccaggio nel tempo.

La rimozione della CO₂ include una vasta serie di tecniche, molto diverse tra di loro, che agiscono sul suolo e sugli oceani. Per semplificare si possono distinguere due opzioni: una di tipo biologico e una di tipo ingegneristico. La prima include processi di riforestazione o la gestione del carbonio nei suoli agricoli, nei prati e nei pascoli. Quelle ingegneristiche sono nella maggior parte in fase di studio e la loro applicazione risulta talora incerta. Allo stato attuale, le tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ si configurano come un’opzione indispensabile per far fronte ai cambiamenti climatici globali legati all’aumento della concentrazione dei gas serra in atmosfera. Il processo globale di cattura e stoccaggio della CO₂ si attua in tre diverse fasi, che prevedono:

1. la cattura dell’anidride carbonica (p.es. dagli impianti di generazione elettrica);
2. il trasporto, in genere via *pipeline*, fino al sito di stoccaggio;
3. il confinamento definitivo, in siti geologici oppure mediante trattamenti chimici.

La cattura

La cattura implica l’utilizzo di sistemi di assorbimento chimico della CO₂ dai gas esausti provenienti da impianti operanti con cicli a vapore o da impianti a ciclo combinato alimentati a gas. Un’ulteriore

opzione è quella data dalla ossi-combustione di combustibili fossili, che impiega ossigeno come comburente e produce gas esausti con un'altissima percentuale di CO₂, che può essere facilmente separata. L'utilizzo di tecnologie CCS può ridurre le emissioni di CO₂ causate dagli impianti di potenza dell'80-90%, con una riduzione di efficienza energetica pari a circa 8-12 punti percentuali: ciò li rende antieconomici, soprattutto se si deve operare su impianti preesistenti che possono richiedere costi elevati per l'innovazione.

La CO₂ atmosferica potrebbe essere estratta direttamente dall'aria meccanicamente attraverso l'uso della tecnologia Direct Air Capture. Una volta catturata, la CO₂ viene purificata e compressa in una fase supercritica, uno stato con proprietà combinate di gas e liquido.

Il trasporto

Le tecnologie di trasporto della CO₂ dai punti di produzione a quelli di stoccaggio sono abbastanza affidabili e già da tempo impiegate. Negli Stati Uniti sono state acquisite esperienze significative sul trasporto di CO₂ tramite *pipelines* (1.600 km). Il trasporto in navi cisterna non è al momento sperimentato commercialmente, anche se esistono progetti per la realizzazione di navi cisterna in grado di trasportare CO₂ allo stato liquido.

Confinamento o sequestro

La CO₂, una volta separata (o "catturata"), viene sequestrata in siti di stoccaggio permanenti (*Carbon Capture and Storage, CCS*) oppure riutilizzata per fabbricare altri prodotti contenenti carbonio (*Carbon Capture and Utilization, CCU*) quali cemento, plastiche e biocombustibili; ancora, può essere sottoposta in parte all'una e in parte all'altra delle due operazioni (sequestro e utilizzo, CCUS).

I siti di stoccaggio permanente della CO₂ sono formazioni geologiche molto profonde. Lo stoccaggio geologico prevede l'iniezione dell'anidride carbonica come fluido supercritico all'interno di formazioni rocciose e richiede un monitoraggio continuo post trattamento. Le formazioni rocciose normalmente prese in considerazione sono le formazioni saline profonde, i depositi profondi di carbone fossile non sfruttabili perché economicamente sfavorevoli, i *reservoir* esauriti di gas e combustibili fossili. In questi ultimi due casi allo stoccaggio della CO₂

si accompagna il recupero dei residui di combustibile fossile imprigionato nella porosità e/o fratturazione della roccia, chiamato *enhanced oil recovery* o *enhanced gas recovery*, ad esempio in formazioni acquifere saline oppure giacimenti di gas o di petrolio esauriti. Alcuni progetti prevedono lo stoccaggio della CO₂ all'interno di formazioni basaltiche, che hanno il vantaggio di sfruttare appieno alcune importanti reazioni di alterazione della roccia, garantendo, in tempi piuttosto lunghi, lo stoccaggio di grandi volumi di anidride carbonica anche parzialmente mineralizzata.

Ci sono già diversi siti di stoccaggio della CO₂ che sono operativi e sotto monitoraggio da decenni. Tali siti si trovano in Norvegia, Canada, Stati Uniti e Australia e stanno sequestrando circa 8 MtCO₂/anno. Secondo l'International Energy Agency, la capacità potenziale degli stoccaggi a livello globale di CO₂ è compresa tra 8.000 e 55.000 GtCO₂, largamente superiore alla quantità di 220 GtCO₂ che dovrebbe essere catturata nel periodo 2020-2070 per raggiungere gli obiettivi di "net zero CO₂" prefissati per il 2050 (IEA 2021).

Il pioniere di questa tecnologia è stato l'impianto off-shore di Sleipner, nel Mare del Nord, dove dal 1996 viene estratto gas naturale contenente circa il 9% di CO₂. Poiché la maggior parte di questa CO₂ doveva essere rimossa per soddisfare le specifiche di qualità del gas naturale commercializzato, all'impianto fu abbinato un processo di cattura e stoccaggio della CO₂ rimossa nel processo di addolcimento del gas naturale. Da allora oltre 16 Mt di CO₂ sono state stoccate in un acquifero salino posto circa 1.000 m al di sotto del fondale marino.

Nel 2017 è stato installato in Svizzera il primo impianto commerciale capace di catturare anidride carbonica e trasformarla in fertilizzante per colture in serra (Climeworks 2022). Installato sul tetto dell'inceneritore di Hinwil, nel cantone di Zurigo, è costituito da 18 moduli che possono aspirare un totale di 50 tonnellate di CO₂ all'anno. Nello stesso anno, presso la centrale geotermica di Hellisheidi (Islanda) è stato testato un impianto pilota in grado di catturare 50 tonnellate all'anno di CO₂ e di stoccarla in modo permanente e sicuro nelle rocce. L'impianto ha sviluppato un nuovo approccio alla cattura della CO₂ in acqua e alla sua iniezione nei basalti sotterranei. Nel maggio 2020, sempre in Islanda, è stato attivato l'impianto Orca, completamente alimentato con energia geotermica, che permette di filtrare fino a 4 MtCO₂/anno.

7. Mineralizzazione dell'anidride carbonica

Per mineralizzazione della CO₂ si intendono quelle reazioni chimiche che possono provocare la precipitazione dell'anidride carbonica in fase di minerale stabile. In generale, si tratta di reazioni di alterazione di minerali (si considerano innanzitutto i silicati, in quanto abbondanti nelle rocce), che avvengono naturalmente all'interfaccia roccia/fluido e che permettono cattura e immagazzinamento a lungo termine della CO₂ sottraendola in modo permanente all'ambiente.

Si riconoscono tre tipi di mineralizzazione del carbonio a seconda dell'ambiente in cui avvengono: mineralizzazione *ex situ*, mineralizzazione superficiale, mineralizzazione *in situ*.

Nella mineralizzazione *ex situ* i reagenti solidi vengono trasportati in un sito di cattura di CO₂, quindi fatti reagire con fluidi o gas ricchi di anidride carbonica.

Nella mineralizzazione superficiale del carbonio i fluidi o gas contenenti CO₂ vengono fatti reagire con sterili di miniera, rifiuti industriali alcalini, formazioni sedimentarie ricche di frammenti di roccia reattiva, tutti con un'elevata percentuale di superficie reattiva.

Nella mineralizzazione del carbonio *in situ* i fluidi contenenti CO₂ vengono fatti circolare attraverso formazioni rocciose in profondità.

Lo stoccaggio a lungo termine dell'anidride carbonica può essere ottenuto con il processo di *carbonatazione minerale*, attraverso il quale la CO₂ è stoccata sotto forma di carbonati inorganici solidi. Questo processo, che simula il naturale invecchiamento delle rocce, consente lo stoccaggio permanente della CO₂ sotto forma di carbonati di calcio e magnesio, che sono dei composti termodinamicamente stabili (Pastero 2023).

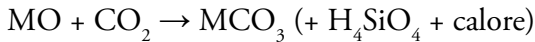
Potenzialmente sia gli alcali (per esempio Na e K) sia i metalli alcalino-terrosi (Ca e Mg), come anche Mn, Fe, Co, Ni, Cu e Zn, possono dare carbonati (CaCO₃, NaCO₃, MgCO₃). Le reazioni sono le seguenti:



La carbonatazione offre un'alternativa molto allettante per il riutilizzo della CO₂ perché i carbonati, i principali prodotti delle reazioni di carbonatazione, sono già utilizzati nei mercati dei materiali da costruzione. Inoltre, la chimica coinvolta nella produzione di carbonati a

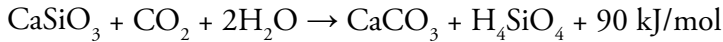
base di calcio e magnesio è ben nota e la carbonatazione può consumare grandi quantità di CO_2 legandola chimicamente in carbonati di lunga durata richiedendo poca, se non nessuna, energia. In aggiunta, come abbiamo detto, la carbonatazione produce calore, che può, teoricamente, essere utilizzato.

Nelle rocce con alto contenuto di silicio si può considerare la seguente reazione generica:



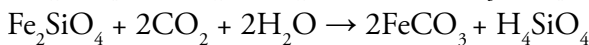
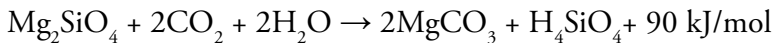
dove MO è l'ossido di un metallo generico, MCO_3 il suo carbonato e H_4SiO_4 l'acido silicico prodotto dalle reazioni di dissoluzione dei silicati.

In natura la reazione avviene grazie all'interazione tra la roccia e i fluidi circolanti, ricchi in biossido di carbonio. Una delle reazioni storiche (Seifritz 1990) è stata applicata all'alterazione della wollastonite (CaSiO_3) in presenza di fluidi ricchi di CO_2 , la reazione è esotermica e dunque spontanea:



Per indurre la mineralizzazione della CO_2 è necessario un ambiente basico e arricchito in alcuni cationi, quali calcio, magnesio ed eventualmente ferro. Un chimismo di questo tipo è garantito da rocce basiche e ultrabasiche. Basalti, peridotiti e ofioliti sono quindi le rocce più adatte alla cattura geologica (*in situ*) sia onshore che offshore (cioè su terra emersa o su fondo oceanico). Le stesse rocce però sono adatte alla cattura minerale anche in condizioni *ex situ*, quindi non più tramite l'iniezione di CO_2 nel sottosuolo, ma tramite la reazione della CO_2 (anche atmosferica) con rocce cavate o scarti di miniera. I processi *ex situ* hanno generalmente costi energetici elevati a causa dei trattamenti cui il materiale deve essere sottoposto, e in ogni caso le velocità di reazione sono piuttosto basse.

Altre reazioni naturali di alterazione dell'olivina in presenza di fluidi circolanti arricchiti in CO_2 sono le seguenti:



Le reazioni di alterazione dell'olivina avvengono naturalmente nei basalti ed è per questo che lo stoccaggio geologico in scudi basaltici (McGrail et al. 2006) rappresenta un'alternativa chimicamente valida

allo stoccaggio geologico in formazioni sedimentarie quali ad esempio i reservoir di gas. Gli ossidi di calcio e magnesio però sono molto raramente disponibili direttamente, anche in presenza di materiale alterato. Le reazioni che coinvolgono silicati sono invece quelle più significative in natura. Tutte queste reazioni sono esotermiche, quindi spontanee. Va sottolineato che la carbonatazione dei silicati è un processo che in natura avviene in tempi lunghi, e che deve essere accelerato per poter rappresentare un valido approccio allo stoccaggio della CO₂ su larga scala. Per fare ciò è necessario che l'ossido del metallo sia facilmente disponibile. Inoltre, la cinetica di carbonatazione deve essere accelerata per via fisica e chimica (mediante fluidi ad elevata temperatura, trattamenti chimici di estrazione degli ossidi, pressioni di esercizio elevate), con conseguente aumento dei costi in termini economici ed energetici.

8. *Conclusioni*

Le emissioni in atmosfera di CO₂ continuano a crescere e dai valori preindustriali ad oggi il contenuto in atmosfera di tale gas è aumentato del 43% passando da 278 ppm nel 1900 a 420 ppm nel 2023. Nel complesso, considerando solo il settore energetico, nel 2023 sono state emesse 37,4 Gt CO₂ (miliardi di tonnellate di CO₂). Le nazioni che maggiormente contribuiscono alla produzione di anidride carbonica sono Cina (31,8%), Stati Uniti (14,4%), India (9,8%), Russia (5,8%), Europa 27 (4,9%). L'Italia contribuisce con lo 0,8%. La sola Cina emette più del totale degli altri paesi indicati; le percentuali rimanenti sono per la maggior parte ascrivibili a paesi emergenti che per lo sviluppo della loro economia sono costretti a utilizzare in larga misura combustibili fossili. I modelli matematici hanno mostrato che le emissioni si diffondono con grande velocità e vanno a determinare entro un anno una cappa "omogenea" su tutto il mondo.

La coltre di CO₂ prodotta dalle emissioni antropiche, che riempie l'intera atmosfera, è quindi la causa del riscaldamento globale che sta aumentando più rapidamente di quanto IPCC avesse previsto. L'anno solare 2023 è stato in assoluto l'anno più caldo mai registrato e la temperatura media globale in lunghi periodi dell'anno ha superato la soglia di 1,5 °C prevista.

Persistenti ondate di caldo atmosferiche e marine hanno contribuito ad aumentare la temperatura globale sia dell'aria al suolo che del mare (SST). Ciò ha portato all'insorgere, specie nel bacino del Mediterraneo, di eventi estremi caratteristici di climi subtropicali. Il 2023 si inserisce in una tendenza più ampia e preoccupante: un *plateau* decennale delle emissioni che, secondo gli scienziati, è ben lontano dalla forte riduzione necessaria per raggiungere gli obiettivi climatici. Ora sembra inevitabile che supereremo l'obiettivo di 1,5 °C dell'accordo di Parigi, e si dovranno concordare rapidi tagli alle emissioni di combustibili fossili anche per mantenere in vita l'obiettivo di 2 °C.

In prospettiva, quindi, ci dobbiamo aspettare che i fenomeni estremi si intensifichino sia in frequenza che in severità causando gravi danni alla salute e all'ambiente.

La riduzione delle emissioni non può prescindere dalla riduzione della concentrazione della CO₂ nell'atmosfera. Anche se avessimo la possibilità di interrompere istantaneamente le emissioni in tutto il mondo l'atmosfera rimarrebbe carica di CO₂ e ci vorrebbero alcune centinaia di anni prima di poter ritornare a valori accettabili di concentrazione. Da qui deriva la necessità di migliorare le tecniche di cattura e di sequestro della CO₂. Queste tecniche sono fortemente energivore e quindi molto costose, per cui è necessario trovare il modo di abbassare i costi degli impianti, creare un "valore" di mercato della CO₂ e ridurre i rischi di investimento. Ciò è già possibile per i processi di mineralizzazione/carbonatazione se si opera nel campo dei materiali da costruzione.

Il sequestro di CO₂ nel sottosuolo, anche se questa tecnica è consolidata nel settore petrolifero, richiede ancora attività di messa a punto e di dimostrazione sperimentale soprattutto per accrescere il livello di confidenza e, da questo, l'accettabilità sociale.

Oltre agli interventi per ridurre la CO₂, un altro aspetto che dovrebbe essere curato è quello della riduzione dei rischi derivanti dagli eventi estremi. Tra questi è prioritario intervenire, stanziando congrui fondi, per risolvere il problema della siccità che sta divenendo ricorrente in diverse parti del territorio nazionale, causando altresì processi di desertificazione.

Bibliografia

- Aeronautica Militare Italiana. *Osservazioni ambientali CO₂*. 2024. <https://www.meteoam.it/it/osservazione-co2>
- Climeworks. *Cattura della CO₂, una missione possibile con Climeworks*. Plastix marzo 2022.
- Copernicus. *Global Climate Highlights 2023*. <https://climate.copernicus.eu/global-climate-highlights-2023>
- Copernicus. *Il 2023 è stato l'anno più caldo mai registrato, con una temperatura globale vicina al limite di 1,5 °C*. Copernicus Climate Change Service. Press rel. gennaio 2024.
- Davolio S., Della Fera S., Laviola S., Miglietta M.M., Levizzani V. *Heavy Precipitation over Italy from the Mediterranean Storm "Vaia" in October 2018: Assessing the Role of an Atmospheric Rever*. Mon. Wea. Rev. 2020;148(9):3571-3588. <https://doi.org/10.1175/MWR-D-20-0021.1>
- Eva C. *Il clima: dove stiamo andando?* In: Albertelli G., ed. *Transizione ecologica. Il sapere e il saper fare*. Genova: Acc. Lig. Sci. Lett. Coll. Studi e Ricerche LXIX; 2023. p. 35-68.
- Friedlingstein P. et al. *Global Carbon Budget 2022*. Earth System Science Data 2022;14(11):4811-4900. <https://doi.org/10.5194/essd-14-4811-2022>
- Girardi G., Calabrò A., Deiana P., Giammartini S. *Le tecnologie per la cattura della CO₂*. EAI 2011;1-2:22-31.
- Global Carbon Budget 2021: *CO₂ emissions rebound towards pre-COVID levels*. https://www.globalcarbonproject.org/global/images/carbonbudget/Infographic_Emissions2021.pdf
- Gulev S.K., Thorne P.W. et al. 2021 *Changing State of the Climate System*. In: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge-New York: Cambridge University Press; 2021. p. 287-422.
- IEA - International Energy Agency. *Net Zero by 2050*. Paris: IEA; 2021. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- IEA - International Energy Agency. *CO₂ emissions in 2023*. Paris: IEA; 2024. <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023>
- IPPC. *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Working Group III Contribution to the IPCC Sixth Assessment Report*. Cambridge-New York: Cambridge University Press; 2022.
- Marullo S. et al. *Record-breaking persistence of the 2022/23 marine heatwave in the Mediterranean Sea*, Environ. Res. Lett. 2023;18(11): 114041. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ad02ae>

- McGrail B.P., Schaef H.T., Ho A.M., Chien Y.J., Dooley J.J., Davidson C.L., *Potential for carbon dioxide sequestration in flood basalts*. Journal of Geophysical Research: Solid Earth 2006;111: B12201. <https://doi.org/10.1029/2005JB004169>
- NASA. *Cumulative CO₂ emissions in 2021*. YouTube-Carbon Brief·29 June 2023.
- NASA. *Climate Change and Global Warming. Earth Science Communications*. 2023. <https://climate.nasa.gov>
- Pasqualini L. *Che cos'è una supercella?* Meteored Italia 15/5/2021.
- Pastero L. *Mineralizzazione della CO₂: processi naturali ed applicazioni all'industria e all'ambiente*. In: *Minerali per lo sviluppo sostenibile*. Torino: Acc. Sci. Torino Quaderni 41; 2023. p. 159-177.
- Seifritz W. *CO₂ disposal by means of silicates*, Nature 1990;345(6275):486. <https://doi.org/10.1038/345486b0>
- Valisa P. *I cicloni quasi tropicali nel Mediterraneo*. Centro Geof. Prealpino. Statistiche Meteor. 2024. <https://www.astrogeo.va.it/statistiche/medicane.php>

PAOLO GANGEMI*

*Il modello integrato delle comunità energetiche
e dell'efficienza energetica*

Abstract: The transition towards a sustainable development model represents a pivotal challenge in the contemporary world, as outlined by the United Nations 17 Sustainable Development Goals. This transition, particularly in ecological and energy aspects, holds significant implications for global development. The European Union, playing a leading role, has committed to becoming the first climate-neutral continent by 2050, as evidenced by the European Green Deal and the European Climate Law.

Efforts to achieve these goals involve various strategies, notably the “Fit for 55” package, aiming to reduce greenhouse gas emissions by at least 55% by 2030 compared to 1990 levels. Key areas of intervention include energy efficiency and renewable energy sources, crucial for mitigating climate change and ensuring sustainable development. In this context, the concept of Energy Communities emerges as a promising approach to facilitate the transition to renewable energy sources and in order to promote energy efficiency. These communities, enabled by innovative legislation such as the EU Renewable Energy Directive II, encourage collective action among consumers to produce, consume, and manage energy collaboratively, fostering environmental, economic, and social benefits.

Italy has embraced the concept through configurations such as Renewable Energy Communities and Collective Self-Consumption Configurations for Renewable Energy Sharing, supported by government incentives. These configurations not only promote renewable energy generation but can also integrate energy efficiency measures, leading to a reduction in energy consumption and offering innovative services.

Furthermore, the integration of digital technologies plays a pivotal role in facilitating the creation and management of energy communities. Solutions like MAPS Group’s ROSE Energy Community provide comprehensive support, from community establishment to energy management, leveraging digital functionalities to engage participants actively and optimize energy usage.

The integration of virtual self-consumption and energy efficiency represents an advanced approach with benefits extending beyond financial incentives, contributing

* Product Manager Energy Market, MAPS Group.

to overall sustainability goals. This model finds applicability across various sectors, including residential, commercial, industrial, and municipal, fostering tangible benefits for local communities.

Moreover, flexible energy management strategies like Demand Response enhance the resilience and efficiency of energy systems, ensuring effective management of supply and demand fluctuations.

In conclusion, energy communities, bolstered by digital solutions and integrated approaches, offer a tangible pathway towards achieving sustainability objectives. By fostering collaboration among stakeholders and leveraging innovative technologies, these communities contribute significantly to the transition towards a sustainable energy future.

1. *Lo scenario*

La trasformazione verso un nuovo modello di sviluppo sostenibile è la più importante e difficile sfida del mondo contemporaneo, ben declinata nei 17 obiettivi, 169 target e 232 indicatori dell'Agenda globale per lo sviluppo sostenibile promossa dalle Nazioni Unite e adottata da tutti i 193 Stati membri, entrata in vigore il 1° gennaio 2016.¹ Nel compimento di questa trasformazione, la transizione ecologica, cioè la preservazione del nostro ambiente naturale e la lotta contro i cambiamenti climatici, è una priorità strategica in quanto ha un impatto rilevante su tutti gli altri obiettivi di sviluppo.

La transizione ecologica indica la trasformazione del sistema di produzione lineare, intensivo e non sostenibile sotto il profilo dell'uso delle risorse, verso un modello di economia circolare in cui il processo di creazione del valore è quanto più possibile disaccoppiato dal consumo di risorse. La Conferenza sul Clima che si è tenuta a Parigi nel dicembre 2015 (COP21) ha segnato un punto di svolta in questo percorso perché ha visto la nascita del primo accordo universale e giuridicamente vincolante sul clima a livello mondiale. L'accordo, firmato da 196 paesi, definisce un piano d'azione per limitare le emissioni globali e contenere il riscaldamento globale a 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali.²

¹ Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile, Risoluzione adottata dall'Assemblea Generale dell'ONU il 25 settembre 2015: <https://unric.org/it/wp-content/uploads/sites/3/2019/11/Agenda-2030-Onu-italia.pdf>

² The Paris Agreement, entrato in vigore il 4 novembre 2016: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>



L'Unione Europea (UE) ha svolto un ruolo determinante per la definizione di queste ambiziose politiche globali e ha raccolto la sfida di trasformare l'Europa nel primo continente a impatto climatico zero. Per realizzare questo obiettivo con scadenza 2050 tutte le politiche comunitarie sono state ridefinite nell'ambito del programma del Green Deal europeo, entrato in vigore nel 2019. Alla luce del Green Deal europeo e della European Climate Law, che introduce le norme coerenti con la strategia, sono stati definiti il bilancio a lungo termine, o quadro finanziario pluriennale (QFP), per il periodo 2021-2027, nel quale il 30% delle risorse economiche vengono destinate a progetti sul clima,³ e i piani di investimento principali come il NextGenerationEU, nato per rispondere alla pandemia da COVID-19, e il RePowerEU, elaborato per risolvere la crisi energetica del 2022.

Il pacchetto di norme più corposo finora introdotto è il "Fit for 55", che prepara tutti i settori dell'economia dell'UE alla riduzione di emissioni nette di gas ad effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.

³ Il bilancio a lungo termine dell'UE: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/eu-long-term-budget/>

Tra gli ambiti di intervento individuati figurano l'efficienza energetica e le energie rinnovabili. Il miglioramento dell'efficienza energetica impatta non solo sul consumo dei settori produttivi e industriali, ma anche sull'uso razionale dell'energia negli edifici, prevedendo una riduzione dell'uso finale di energia di circa l'1,5% annuo. Riguardo alle energie rinnovabili, si prospetta una trasformazione radicale nel modo in cui produciamo energia, con l'obiettivo di rendere la quota rinnovabile maggioritaria.

Quando parliamo di prestazione energetica degli edifici dobbiamo considerare che nell'UE gli edifici sono responsabili del 40% del consumo energetico e del 36% delle emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra legate all'energia. Per questo motivo, l'Unione Europea sta attualmente impegnandosi nella revisione della direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia, con l'obiettivo di incrementare l'efficienza energetica degli edifici dell'UE entro il 2030 e oltre. I principali obiettivi delle nuove norme prevedono che tutti gli edifici nuovi raggiungano le emissioni zero entro il 2030, mentre gli edifici esistenti dovrebbero trasformarsi in edifici a emissioni zero entro il 2050.⁴

Questo impone di intraprendere la strada dell'elettrificazione dei consumi energetici, uno dei più importanti macro-trend della transizione energetica, che si lega strettamente al passaggio alle energie rinnovabili.

Per quanto riguarda le energie rinnovabili ciascun paese si è posto obiettivi coerenti con quelli europei. Per l'Italia, il Documento di Descrizione degli Scenari di SNAM e Terna⁵ indica la necessità di 102 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere i target definiti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), con un incremento di ben 70 GW rispetto ai 32 GW già installati al 2019.

Il conseguimento di tali obiettivi implica sfide complesse e la contemporanea trasformazione di tecnologie, abitudini e, talvolta, persino di interi sistemi, come quello riguardante la filiera dell'energia elettrica. La generazione rinnovabile, infatti, è tipicamente non programmabile. Unitamente alla diminuzione degli impianti termoelettrici tradizionali

⁴ Edifici più verdi nell'UE: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>

⁵ https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da-74044f6ee28d.pdf

e all'elettrificazione dei consumi derivante da pompe di calore e veicoli elettrici, essa mette sotto stress la rete elettrica. Quest'ultima, progettata decenni fa per un trasporto lineare e monodirezionale dell'energia, si trova ora a dover affrontare sfide legate a una generazione distribuita e locale intermittente e a un consumo sempre meno predicibile.

La sostenibilità non è dunque solo un concetto astratto, ma implica vere e proprie trasformazioni nei nostri modi di produrre e consumare. Queste trasformazioni, sebbene tipicamente virtuose, sono al contempo complesse e richiedono investimenti differenti in base alla zona geografica, al settore economico e alla tipologia di individuo coinvolto. La *governance* efficace di tali trasformazioni risulta cruciale, coinvolgendo attivamente sia enti sia cittadini, i quali giocano un ruolo significativo in questo contesto.

La complessità intrinseca alla sostenibilità richiede un profondo cambiamento culturale, che a sua volta sottolinea l'importanza di un approccio educativo e formativo mirato, con un focus centrale sulla territorialità.

Nei piani di sviluppo nazionali in linea con il Green Deal europeo i soggetti istituzionali guidano le innovazioni attraverso finanziamenti pubblici e incentivi, ma è cruciale garantire, a fronte di una socializzazione dei costi, equità nella distribuzione dei benefici.

2. *Le comunità energetiche*

In un tale scenario, l'attivazione di nuove forme di azione collettiva e di economie collaborative, unite alle opportunità offerte dalle nuove tecnologie, può contribuire in modo determinante alla transizione energetica, oltre a rappresentare un'opportunità per la creazione di nuovi modelli di *green economy*.

Tra i sistemi di approvvigionamento energetici innovativi, affidabili e accessibili che rendono i consumatori europei protagonisti attivi della transizione energetica ci sono le *Energy Community*.

Una *Renewable Energy Community* (REC), introdotta a livello europeo dalla Direttiva RED II (2018/2001/UE),⁶ è un insieme di consu-

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32018L2001>



matori che collaborano con l'obiettivo di produrre, consumare e gestire l'energia in modo condiviso attraverso uno o più impianti rinnovabili locali, generando benefici ambientali, economici e sociali per tutta la collettività. La direttiva prevede la possibilità per i membri della comunità di svolgere collettivamente attività di produzione, distribuzione, fornitura, consumo, condivisione, accumulo e vendita dell'energia autoprodotta. Più in generale, l'intento è promuovere lo sviluppo e l'accettazione degli impianti di produzione di energia rinnovabile a livello locale, la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico, l'efficienza energetica, la partecipazione al mercato degli utenti finali e facilitare la fornitura di energia a prezzi accessibili, anche per contrastare la vulnerabilità e la povertà energetica.

Dopo una fase di applicazione sperimentale durata dal 2020 al 2023, le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) sono definitivamente introdotte in Italia a partire dall'inizio del 2024, con l'approvazione del decreto attuativo del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) che definisce gli incentivi destinati a queste configurazioni.

Nel nostro paese si parla più in generale di Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile (CACER) per tutte le configurazioni introdotte dal D.l. 199/21 di recepimento della Direttiva REDII e successive modificazioni del D.l. 17/22:

- **l'autoconsumatore di energia rinnovabile** che produce e accumula energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e che utilizza la rete di distribuzione esistente per condividere l'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili e consumarla nei punti di prelievo dei quali sia titolare;

- **gli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente**, cioè un insieme di autoconsumatori che si trovano nello stesso edificio o condominio e che condividono l'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili tramite la rete di distribuzione;
- **le comunità energetiche rinnovabili**, cioè un soggetto di diritto autonomo il cui esercizio dei poteri di controllo fa capo esclusivamente a persone fisiche, PMI purché la partecipazione non costituisca l'attività commerciale e industriale principale, associazioni con personalità giuridica di diritto privato, enti territoriali e autorità locali, ivi incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali, che dispone e controlla o detiene impianti di produzione di energia rinnovabile la cui energia autoprodotta è utilizzata per la condivisione tramite la rete di distribuzione fra i membri localizzati nell'area sottesa alla medesima cabina primaria della rete di distribuzione.

Tutti gli impianti di queste configurazioni accedono a una forma di restituzione delle componenti tariffarie previste in bolletta per sostenere i costi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica.

Gli impianti di nuova realizzazione che hanno singolarmente una potenza non superiore a 1 MW accedono anche a incentivi sotto forma di tariffa premio incentivante attribuita sulla quota di energia condivisa.

Il concetto di energia condivisa è l'elemento più innovativo del recepimento italiano. Lo scopo della CACER è infatti quello di beneficiare dell'energia dei propri impianti secondo un approccio *virtuale*: l'energia condivisa viene definita come pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia prodotta dagli impianti della comunità e immessa in rete, e l'energia prelevata dalla rete dall'insieme dei clienti finali associati alla comunità.

Il recepimento italiano, seppur complesso da spiegare ai non addetti al settore, introduce elementi di semplificazione e benefici diretti per il sistema elettrico, favorendo una diffusione su larga scala di queste configurazioni. La semplificazione più rilevante è che l'approccio virtuale non richiede nuove infrastrutture di rete e non modifica quanto già previsto per la fornitura dell'energia: ciascun consumatore, infatti, continua a pagare la propria bolletta, ciascun impianto continua a vendere l'energia prodotta, e il beneficio della condivisione

dell'energia viene valorizzato a posteriori con incentivi della durata di 20 anni.

La definizione di energia condivisa introduce poi un elemento di performance oraria che consente di portare benefici indiretti nella gestione delle reti di distribuzione, riducendo lo stress a cui sono sottoposte a causa dell'allaccio di sempre più impianti di produzione di energia elettrica di piccola e media taglia, non programmabili e distribuiti sul territorio.

3. Il modello integrato dell'autoconsumo diffuso e dell'efficienza energetica

L'integrazione fra l'autoconsumo diffuso e l'efficienza energetica rappresenta un approccio avanzato nella gestione dell'energia, portando ulteriori vantaggi per le CACER. Questi vantaggi non si limitano all'ottenimento e alla ripartizione di incentivi, ma riguardano anche la riduzione dei consumi energetici e la promozione di servizi innovativi. Tra questi si includono interventi integrati di domotica, misure per l'efficienza energetica e servizi di ricarica per veicoli elettrici. Inoltre, si estendono fino alla possibilità di vendita al dettaglio e di fornire servizi accessori e di flessibilità.

L'autoconsumo collettivo, per esempio, abilita l'installazione di impianti fotovoltaici sui tetti condominiali e la condivisione dei suoi benefici tra gli occupanti, ma costituisce un'opportunità anche per interventi integrati di efficienza energetica sugli impianti di riscaldamento e raffrescamento autonomi e centralizzati, primo fra tutti l'introduzione di pompe di calore, e a supporto della mobilità elettrica come l'installazione di colonnine di ricarica condivise. Il modello dell'autoconsumo collettivo è applicabile sia nel contesto residenziale sia in quello degli edifici adibiti ad uso commerciale e uffici.

Un altro scenario di applicazione di questo modello integrato sono i piccoli comuni, che sono già delle comunità e che possono coinvolgere i cittadini in un cambiamento che genera un beneficio diretto per il loro territorio. Non è un caso che la Missione 2, Componente 2, Investimento 1.2 (Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo) del PNRR preveda 2,2 miliardi di investimenti per la realizzazione di comunità energetiche nei 5521 comuni italiani con meno di 5 mila abitanti.

Le Comunità di Energia Rinnovabile (CER) nel settore industriale costituiscono un modello efficace per promuovere una crescita sostenibile e assicurare un controllo dei costi energetici. All'interno di un distretto industriale la creazione di una comunità consente di generare un sostegno economico garantito per un periodo di 20 anni. Ciò contribuisce a ridurre i costi energetici complessivi, adottando un metodo di "stabilizzazione" dei prezzi e migliorando la sostenibilità ambientale. Gli impatti positivi si riflettono su scala sociale e ambientale nel territorio in cui le aziende sono collocate, grazie alla produzione di energia pulita e alla destinazione di una parte degli incentivi a progetti sociali. Questo approccio contribuisce a generare benefici tangibili per la comunità locale.

La filiera estesa per l'efficienza energetica permette quindi di implementare interventi di efficientamento a livello di singola realtà industriale, come l'installazione di impianti fotovoltaici, sistemi solari termici, cogenerazione ad alto rendimento, e sistemi di accumulo, supportati da attività di monitoraggio e diagnosi energetica, nonché dall'Energy Management per la riduzione delle inefficienze, e di ridurre i costi energetici e di contribuire agli obiettivi ESG a livello di comunità di distretto di grazie ai benefici sociali e ambientali da destinare al territorio.

4. *Il ruolo della digitalizzazione*

Per sostenere e facilitare lo sviluppo di nuove comunità energetiche, la digitalizzazione gioca un ruolo cruciale. Gli strumenti digitali sono, infatti, fondamentali per assistere operatori e aggregatori nella creazione e gestione su vasta scala delle CACER. Secondo il MASE, grazie agli incentivi previsti per 5 GW di potenza da impianti rinnovabili entro il 2027, potrebbero essere avviate tra le 15.000 e le 30.000 configurazioni.⁷

Le soluzioni digitali favoriscono questo nuovo modello, il cui successo è vincolato all'economia di scala e alla capacità di offrire servizi innovativi integrati. L'impatto ambientale e il valore educativo dipen-

⁷ <https://www.mase.gov.it/comunicati/ambiente-pichetto-sviluppo-sostenibile-unica-opzione>

dono dalla velocità di diffusione e dalla replicabilità delle configurazioni nel corso dei prossimi anni.

MAPS Group ha sviluppato una soluzione digitale all'avanguardia chiamata ROSE Energy Community,⁸ progettata per l'analisi preliminare e la gestione completa, sia amministrativa che energetica ed economica, delle comunità energetiche. Questo strumento offre supporto lungo l'intero ciclo di vita della comunità, partendo dalla sua costituzione, promozione e simulazione, fino al monitoraggio e alla gestione della ripartizione degli incentivi, prevedendo un'interfaccia multi-comunità per Referenti e Gestori.

La Mobile App della soluzione ROSE si rivolge direttamente ai partecipanti della comunità, coinvolgendoli attraverso la visualizzazione in tempo reale dei dati di consumo e produzione. Propone inoltre suggerimenti per comportamenti virtuosi, e può essere integrata per offrire servizi avanzati ai suoi membri.

Completa la soluzione un modulo di Intelligent Energy Management, focalizzato sulla pianificazione e ottimizzazione delle risorse energetiche, che consente di combinare i servizi digitali dedicati alla partecipazione nella comunità energetica con i servizi volti all'efficienza energetica. Ciò si traduce nella riduzione delle inefficienze attraverso un monitoraggio avanzato e la rilevazione delle anomalie e nell'utilizzo ottimale dell'energia. L'obiettivo finale è l'ottimizzazione combinata dell'autoconsumo, del ritiro dell'energia e della condivisione all'interno della comunità. Tra le risorse energetiche che possono essere ottimizzate e controllate vi sono impianti di produzione rinnovabile, sistemi di accumulo elettrico, impianti di cogenerazione e tricogenerazione, pompe di calore di ogni tipologia, sistemi HVAC e wallbox per la ricarica dei veicoli elettrici.

La soluzione tecnologica consente, in definitiva, di implementare programmi di Demand Response che permettono a una o più configurazioni aggregate di rispondere alle richieste del sistema elettrico. Ciò avviene attraverso l'incremento o la riduzione del consumo di energia, nonché mediante la possibilità di spostare la produzione o l'immissione di energia, anche grazie all'impiego di tecnologie di stoccaggio. L'obiettivo è contribuire in modo efficace alla gestione dei picchi di domanda e offerta di energia elettrica.

⁸ ROSE Energy Community di MAPS Group: <https://energy.mapsgroup.it>

Il Demand Response inserisce le CACER direttamente nel futuro della gestione del sistema elettrico, in linea con l'evoluzione attuale dei mercati del dispacciamento in Italia. Questo processo ha origine dalla direttiva europea IEM, che prevede nuove capacità di aggregazione e stoccaggio, oltre a un ruolo rinnovato per i distributori di energia elettrica. In Italia, tali sviluppi trovano attuazione concreta nel nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), nelle sperimentazioni locali dei distributori e nella definizione del Controllore d'Infrastruttura di Ricarica, che standardizza la modulazione della ricarica dei veicoli elettrici secondo il paradigma V1G.

5. Conclusioni

In conclusione, le comunità energetiche si configurano come uno strumento tangibile e prezioso per il conseguimento degli obiettivi complessivi di sostenibilità a livello internazionale. Oltre a favorire la diffusione di impianti rinnovabili, le comunità energetiche offrono la possibilità di coinvolgere attivamente cittadini, PMI e autorità locali nella transizione energetica, condividendo benefici economici, ambientali e sociali all'interno di un determinato territorio.

La digitalizzazione, rappresentata dalla soluzione ROSE Energy Community di MAPS Group, svolge un ruolo fondamentale nell'agevolare la creazione e la gestione delle comunità energetiche. Questa soluzione non solo semplifica l'amministrazione e l'aspetto energetico-economico delle CER ma coinvolge anche attivamente i partecipanti attraverso una app mobile, promuovendo comportamenti virtuosi.

L'integrazione fra autoconsumo diffuso ed efficienza energetica emerge come un approccio avanzato, con vantaggi che vanno oltre gli incentivi pubblici, includendo la riduzione dei consumi energetici e la promozione di servizi innovativi. Il modello è applicabile a diversi contesti, dai condomini alle realtà industriali fino ai piccoli comuni, contribuendo in modo significativo agli obiettivi ESG e generando benefici per le comunità locali.

Inoltre, la gestione flessibile dell'energia attraverso il Demand Response inserisce le configurazioni di autoconsumo diffuso da ener-

gia rinnovabile nel futuro della gestione del sistema elettrico, contribuendo efficacemente alla gestione dei picchi di domanda e offerta di energia elettrica.

In definitiva, la transizione verso un'economia sostenibile richiede un approccio integrato, coinvolgendo la collaborazione fra cittadini, imprese, autorità locali e tecnologie innovative, come evidenziato dalle Comunità energetiche e dalla soluzione digitale ROSE Energy Community.

GUGLIELMO LOMONACO*

Energia nucleare oggi e domani: visione globale

Abstract: In light of the current debate on the role of nuclear energy in the energy transition, does it still make sense to talk about this resource as a potential prospect to be exploited or will renewable sources alone be able not only to satisfy current energy demand, but also to solve all problems, both environmental and energetic, present and future? After a concise analysis of the current state-of-the-art of nuclear energy, the problems that hinder a more extensive and continuous use of this source are presented and discussed and it is highlighted how present, but even more future, developments of nuclear technology are able to face and overcome them. Additionally, the paper outlines the contribution of nuclear energy in an energy field not limited to electricity production alone.

1. *Introduzione*

Alla luce dell'attuale dibattito sul ruolo dell'energia nucleare nella transizione energetica, ha ancora senso parlare di tale risorsa come una potenziale prospettiva futura o stiamo solo descrivendo il crepuscolo di una parentesi tecnologica del secolo scorso?

Molte persone sono convinte che le fonti rinnovabili potrebbero essere in grado di soddisfare non solo la domanda di energia attuale, ma anche di risolvere tutti i problemi, sia ambientali che energetici, futuri. Nonostante sia evidente come non sarà possibile in futuro affidarsi ai combustibili fossili, è altrettanto chiaro che le sole fonti rinnovabili non sembrano in grado di coprire le richieste energetiche presenti e future.

* Professore associato di Impianti Nucleari, Università di Genova.

Prima di andare a valutare potenziali scenari futuri è importante analizzare la situazione attuale, non dimenticando che il mondo ha sempre più bisogno di energia, anche per soddisfare le esigenze di chi chiede sviluppo e benessere (Cina, India, Africa).

2. *L'energia nucleare (non) serve e (non) servirà*

Una prima sintetica rappresentazione dello stato dell'energia nucleare è riportata in figura 1.

In termini di proiezioni, i punti fondamentali da tenere a mente, correlati alla produzione dell'energia sono:

- l'aumento della popolazione, con conseguente aumento della richiesta energetica;
- l'aumento della quantità e della qualità (elettrificazione per sostenere la transizione energetica) dell'energia richiesta finalizzato ad un miglioramento delle condizioni di vita della popolazione mondiale.

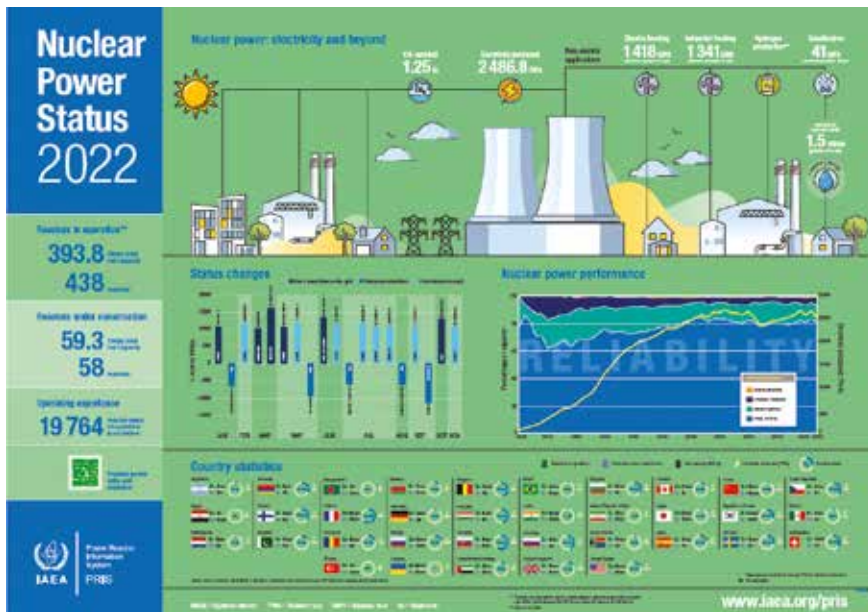


Figura 1. *L'energia nucleare nel mondo (PRIS Nuclear Power Status 2022 Poster. IAEA; 2023. https://pris.iaea.org/pris/PRIS_poster_2022.pdf).*

Se si guarda alle possibili fonti di energia disponibili attualmente e nel prossimo futuro, rimangono aperte almeno tre importanti questioni: la disponibilità, l'economicità e l'impatto socio-ambientale.

In realtà anche questo, come molti problemi complessi, non è semplicemente scindibile in "sottoproblemi" indipendenti l'uno dall'altro.

3. *I problemi (in)solubili dell'energia nucleare*

L'energia nucleare è una prospettiva realmente percorribile? Molti risponderebbero subito: "Assolutamente no! Ci sono ancora troppi problemi insoluti...". Ma siamo proprio sicuri che sia così? Proviamo ad elencare e analizzare punto per punto questi problemi "(in)solubili":

- Inquinamento e salute
- Sicurezza
- Scarsità di risorse minerali (esaurimento dell'uranio)
- Costi
- Scorie
- Accettabilità sociale

3.1. *Inquinamento e salute*

L'energia nucleare praticamente non produce gas serra. Essa è quindi considerata persino da nuove correnti ambientaliste l'unica fonte che può permettere in tempi brevi di evitare il *global warming*. Prescindendo dalla parentesi pandemica che abbiamo attraversato, è interessante valutare con quali fonti sia stata soddisfatta la domanda di energia nel 2019 (Lomonaco 2022): oltre l'80% dell'energia globale proviene da fonti fossili, mentre il nucleare e le fonti rinnovabili, ossia le fonti energetiche con basse emissioni di gas climalteranti, coprono solamente meno del 20%. Risulta chiaro quindi come la generazione di energia nel mondo sia ancora dominata dalle fonti fossili. Il ricorso in maniera più corposa alla fonte nucleare per la produzione energetica potrebbe ridurre significativamente il ricorso a tali fonti inquinanti e in esaurimento.

Come già parzialmente anticipato, l'energia nucleare è una delle fonti che emette le minori quantità di CO₂, soprattutto se, come è corretto, si tiene conto dell'intero ciclo di vita e non della sola centrale per la produzione energetica. I dati mostrano che la quantità di CO₂

equivalente prodotta nell'intero ciclo di vita con la fonte nucleare è mediamente pari a meno della metà di quella prodotta con il fotovoltaico o con l'eolico (chiaramente queste quantità sono inferiori di oltre un ordine di grandezza rispetto alle analoghe relative a carbone, gas ecc.) (figure 2 e 3).

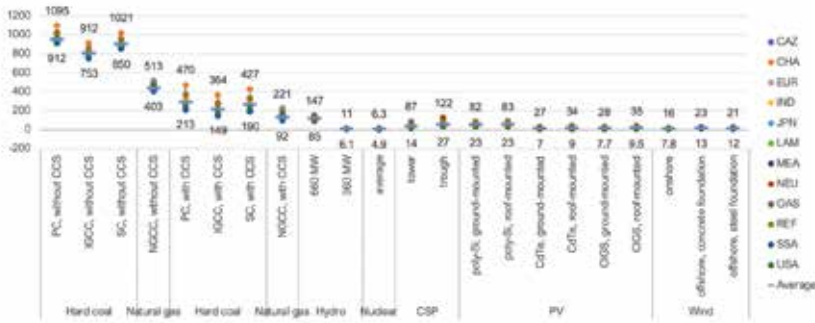


Figura 2. Emissioni di CO₂ su tutto il ciclo di vita per kWh prodotto, differenziate per fonte e per regione (fonte: UNECE 2021).

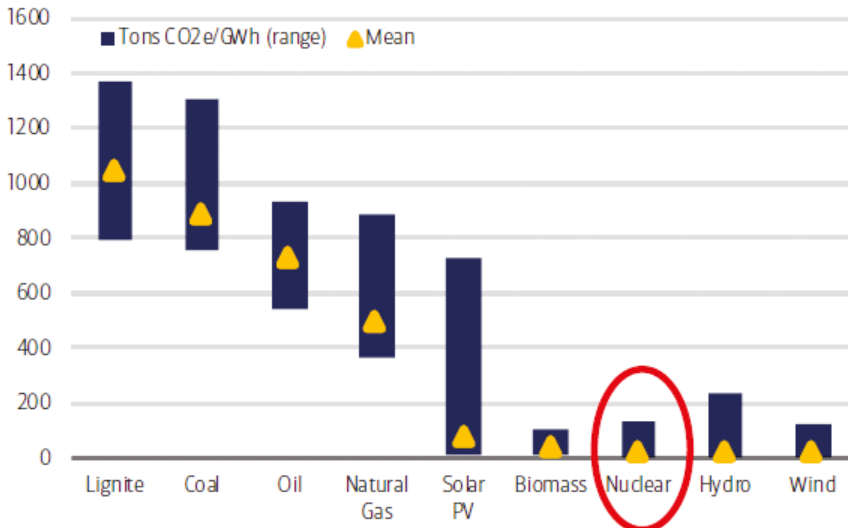


Figura 3. Emissioni di CO₂ medie e con range di variabilità su tutto il ciclo di vita per kWh prodotto, differenziate per fonte (fonte: BofA 2023).

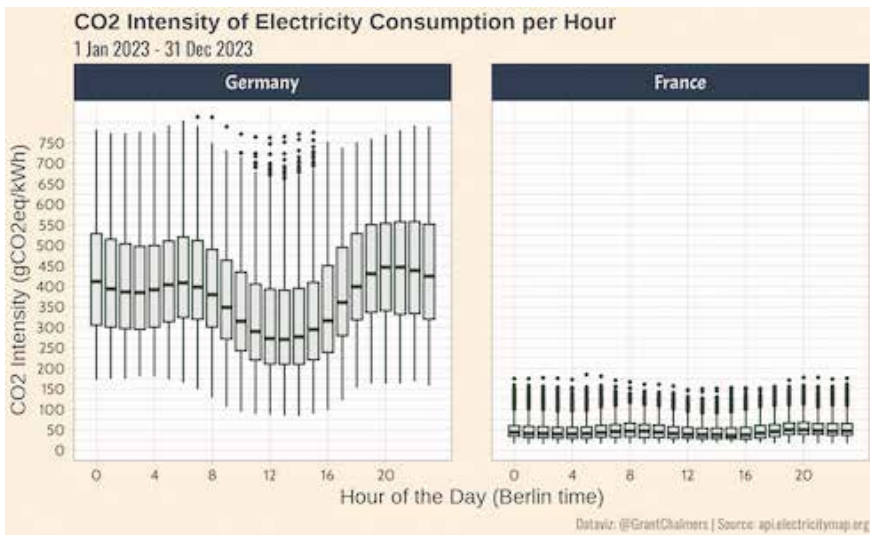


Figura 4. *Distribuzione oraria delle emissioni da generazione elettrica: Germania vs. Francia¹* (fonte: Kersevan 2024).

Vale la pena evidenziare inoltre che i Paesi che hanno scelto di imboccare in maniera drastica la strada dell'abbandono dell'energia nucleare a favore di una (presunta) totale sostituzione con le sole fonti rinnovabili spesso non hanno ottenuto i risultati auspicati. Un esempio particolarmente interessante è costituito dalla Germania (figura 4): le sue emissioni di CO₂ per unità di energia prodotta sono fortemente aumentate dopo la scelta politica di abbandonare la fonte nucleare e risultano essere quasi un ordine di grandezza superiori a quelle della Francia (Paese con consumi simili, ma con un sistema energetico fortemente imperniato sull'uso dell'energia nucleare).

¹ La media annuale delle due distribuzioni è di 396 gCO₂/kWh per la Germania e 52,3 gCO₂/kWh per la Francia, 7,6 volte di meno. La barretta orizzontale più spessa indica la mediana, cioè il valore di emissioni per il quale metà di quell'ora durante l'anno ha avuto il 50% di emissioni più alte di esso e il 50% più basse. Le parti rettangolari in grigio contengono i "percentili" della distribuzione, cioè il 25% e il 75% rispettivamente, quello sotto e quello sopra la mediana. Le linee sottili rappresentano il *range* completo degli altri dati, nelle "code" della distribuzione; i puntini distaccati rappresentano gli *outliers*, cioè quei valori estremi al di fuori di 1,5 volte l'intervallo inter-quartile.

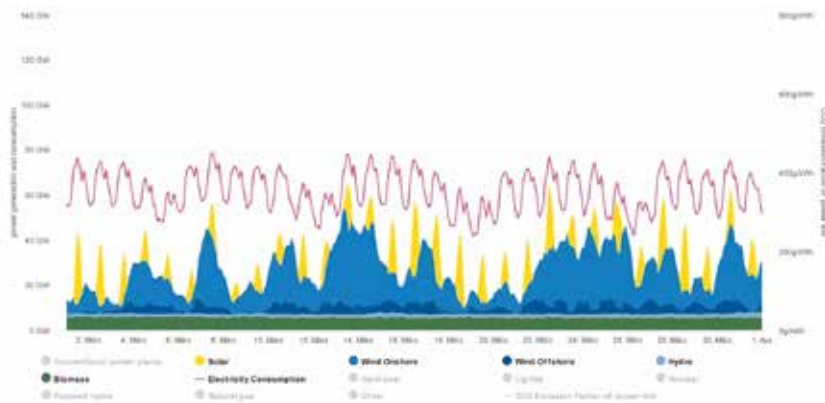


Figura 5. Consumo elettrico vs. produzione da fonti rinnovabili in Germania nel marzo 2023.

Una delle motivazioni principali di tale risultato è legata alla necessità di coprire (principalmente facendo ricorso al carbone) il *gap* fra la produzione di energia per via rinnovabile e le richieste da parte della rete (figura 5).

Quanto è pericoloso vivere nei dintorni o peggio lavorare in una centrale nucleare? Uno studio della Columbia University condotto su 53.000 lavoratori di 15 centrali nucleari statunitensi, seguiti per 18 anni (dal 1979 al 1997), ha evidenziato un tasso di mortalità inferiore del 60% ai valori medi di quelli rilevati su una popolazione simile per sesso ed età (Howe et al. 2004); i ricercatori lo hanno soprannominato “effetto lavoratore sano” (i dipendenti effettuano regolarmente dei *check up*); uno dei risultati più rimarchevoli della ricerca è che la correlazione fra il tasso di mortalità per leucemia e tumore sui lavoratori nucleari non è statisticamente rilevante ed è allineato alle altre fasce di popolazione. Analoghi studi con analoghi risultati sono stati svolti in Francia e nel Regno Unito. Un rapporto dell’NCI (National Cancer Institute) ha studiato più di 900.000 decessi per cancro dal 1950 al 1984 dai registri di mortalità nelle contee che contengono impianti nucleari: all’epoca si trattava dello studio più ampio di questo tipo mai condotto; i risultati non hanno mostrato alcun aumento del rischio di morte per cancro per i residenti delle 107 contee statunitensi contenenti o strettamente adiacenti a 62 siti nucleari, compresi tutti i reattori del Paese operativi prima del 1982 (Jablon et al. 1991).

Infine nel 2023, uno studio del MIT (Freese et al. 2023) ha rilevato che, poiché le centrali nucleari in disuso vengono spesso sostituite con capacità di combustibili fossili, la chiusura prematura dei reattori negli Stati Uniti potrebbe provocare 5.200 morti in più all'anno a causa dell'inquinamento atmosferico associato.

3.2. Sicurezza

Ma l'energia nucleare non è estremamente pericolosa? Sulla base del database ENSAD (Hirschberg et al. 1998), come ulteriormente dettagliato anche nella tabella 1, se confrontiamo il numero di decessi annui per GW_e (vale a dire per unità di potenza installata), nel periodo 1969-2000 il nucleare ne registra 0.006, mentre il carbone è 146 volte più letale e per il GPL il valore si moltiplica per 589; tra le fonti rinnovabili, la più fatale è l'idroelettrico: 4.265 morti per GW_e (soltanto l'incidente alla diga di Banqiao in Cina ha causato oltre 26.000 vittime).

In più, questi dati si riferiscono ad impianti già esistenti con standard di sicurezza inferiori a quelli estremamente elevati propri degli impianti attualmente in costruzione o progettati per il futuro.

| <i>Fonte energetica</i> | <i>OECD</i> | | <i>Non-OECD</i> | |
|-------------------------|------------------|----------------|------------------|----------------|
| | <i>Incidenti</i> | <i>Vittime</i> | <i>Incidenti</i> | <i>Vittime</i> |
| Carbone | 75 | 2.259 | 1.044 | 18.017 |
| Petrolio | 165 | 3.789 | 232 | 16.424 |
| Gas naturale | 80 | 978 | 45 | 1.000 |
| GPL | 59 | 1.905 | 46 | 2.016 |
| Idroelettrico | 1 | 14 | 10 | 29.924 |
| Nucleare | 0 | 0 | 1 | 65 (4.000?) |

Tabella 1. *Incidenti e vittime per fonte energetica (1969-2000) (fonte: Hirschberg et al. 1998)*

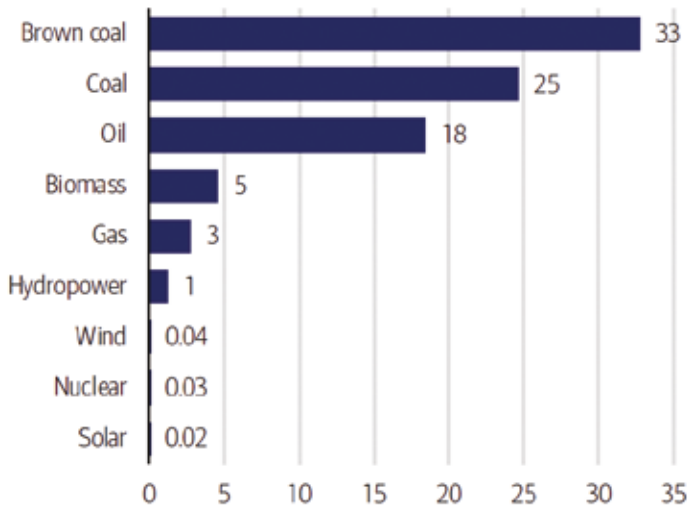


Figura 6. *Decessi (incidenti + inquinamento) per TWh prodotto (fonte: BofA 2023).*

E con ciò? Questo significa che il nucleare sia intrinsecamente sicuro e a rischio zero? Certamente no, non lo è (come, del resto, nessuna attività umana). Ma può essere gestito in sicurezza a patto di garantire massima serietà, trasparenza, qualità, rispetto delle norme internazionali, come sono impegnati a fare tutti i Paesi che usano il nucleare.

Infine, molto interessante a questo proposito è la figura 6, che riporta i decessi (come risultante degli incidenti e dell'inquinamento) per TWh prodotto.

3.3. *Scarsità di risorse minerali (esaurimento dell'uranio)*

Parlando di esaurimento del combustibile, quanto dureranno le riserve di uranio e quindi per quanto tempo potrebbero garantire energia? Se si continuasse ad utilizzare solo l'attuale generazione di reattori nucleari, avremmo uranio disponibile a prezzi "bassi"² per tempi superiori al secolo. Se però, come è logico attendersi, in questo tempo si attuerà

² Va però ricordato che il raddoppio del prezzo dell'uranio influisce sul costo del KWh prodotto per via nucleare solo per il 5%; per confronto per una centrale a gas, un analogo raddoppio del prezzo del combustibile fa lievitare del 75% il costo del KWh prodotto.

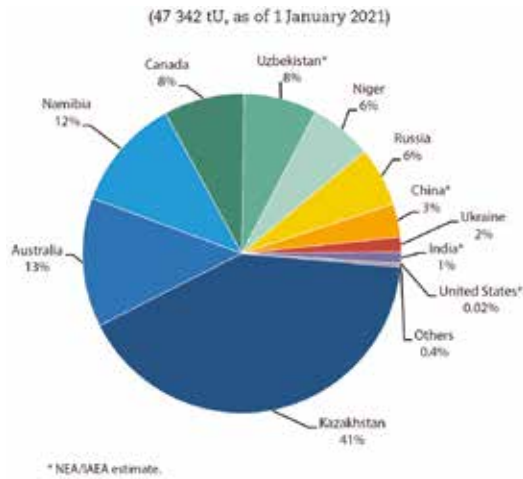


Figura 7. Produzione di uranio (fonte: NEA & IAEA 2023).



Figura 8. Risorse convenzionali di uranio (fonte: NEA & IAEA 2023).

una transizione verso impianti nucleari innovativi³ questa disponibilità aumenterà di un fattore 50÷60 (si arriverebbe cioè a svariate migliaia di anni). Inoltre, sia la produzione (figura 7) sia le risorse convenzionali di uranio (figura 8) risultano essere estremamente diffuse a livello globale.

³ A spettro veloce e non, come ad esempio gli SMR della Generation-IV delineati più avanti.

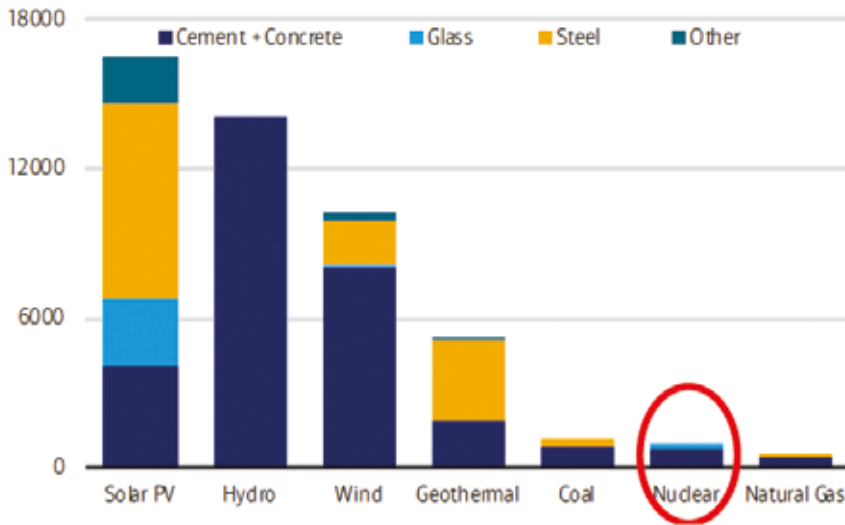


Figura 9. *Materiali richiesti (ton per TWh) (fonte: BofA 2023).*

Infine, va ricordato che il combustibile è solo uno dei componenti necessari alla produzione di energia: estendendo il confronto anche ai materiali convenzionali usati in questo ambito i risultati sembrano essere persino più incoraggianti (figura 9).

3.4. Costi

Quantificare quale sia la reale disponibilità di una certa fonte energetica è funzione sia dei costi ritenuti “accettabili” per il suo approvvigionamento sia di quelli (non soltanto economici) legati a ciò che concerne l’impatto per il suo ottenimento. D’altro canto, è impossibile stimare quale sia il reale costo economico di una fonte energetica senza considerare la sua disponibilità e gli eventuali “prezzi” da pagare per contenere entro limiti accettabili il suo impatto socio-ambientale.

Purtroppo invece il ricorso massiccio alle moderne fonti rinnovabili (eolico, fotovoltaico ecc.), seppur in linea di principio molto interessante, si scontra con alcune limitazioni intrinseche di tali tecnologie: la bassa densità energetica (grandi estensioni di terreno occupate a fronte di potenze relativamente limitate) ma soprattutto la discontinuità della fornitura. A proposito di quest’ultima va rilevato che le attuali reti elettriche sono strutturate partendo dall’assunto che l’energia elettrica

venga perlopiù generata quando la rete (il “carico”) lo richiede; con le “nuove” fonti rinnovabili tale presupposto viene ribaltato: è la natura a decidere quando il sole splende senza essere offuscato dalle nuvole e quando il vento spira; per ogni MW (unità di potenza) fotovoltaico e/o eolico installato è necessario prevedere quasi altrettanta potenza di *backup* installata e pronta ad essere impiegata quando il sole e/o il vento “vengono meno”; il passaggio a reti elettriche di tipo diverso (le cosiddette *smart grid*) richiede tempi di attuazione e investimenti economici estremamente significativi.

Inoltre la disponibilità delle “nuove” fonti rinnovabili è molto minore se comparato con quelle delle fonti “tradizionali” (principalmente fossili) e del nucleare: se una centrale “tradizionale” o nucleare può funzionare per oltre il 90% delle ore di un anno, per eolico e fotovoltaico ci riduciamo a valori inferiori al 40% (a volte anche significativamente più bassi); di conseguenza, in termini generali, se installiamo x% di potenza “rinnovabile”, essa contribuisce per meno di x/2% alla reale produzione elettrica (oltretutto prodotta in orari che non sempre sono quelli più “utili”).

Senza aver alcuna pretesa di esaustività e limitandoci ai soli aspetti fiscali relativi al fotovoltaico, come si può vedere nella figura 10, dal 2009 al 2022 in Italia sono stati erogati specificamente per il fotovoltaico 72,1 miliardi di euro di incentivi e la generazione elettrica complessiva in quel periodo degli impianti che hanno ricevuto quegli incentivi pubblici è stata di 241.200 GWh (ARERA 2023).

È stato un buon investimento? Ipotizzando di prendere in considerazione una centrale nucleare con un fattore di carico pari all’85%, la taglia necessaria per fornire in 14 anni con il nucleare la stessa energia generata dal fotovoltaico incentivato in quel periodo è pari a:

$$241200 \text{ GWh} / (8760 \text{ h/y} * 0,85 * 14 \text{ y}) = 2,3 \text{ GW}$$

Quindi l’energia generata dagli impianti fotovoltaici incentivati con 72.1 miliardi di euro di denaro pubblico sarebbe stata fornita con una sola centrale nucleare da 2.3 GW. Inoltre quegli impianti fotovoltaici hanno una vita operativa di circa 25 anni, mentre quella di una centrale nucleare è mediamente almeno 60. Il costo complessivo del tanto vituperato impianto di Olkiluoto-3, pur essendo notevolmente più caro in quanto primo impianto (FOAK, First Of A Kind) di una

nuova tipologia (EPR), è stato stimato (molto conservativamente) intorno agli 11 miliardi per 1,6 GW di potenza installata (Cavuoto 2024): anche prendendo per buona tale (pessimistica) stima, con questi costi

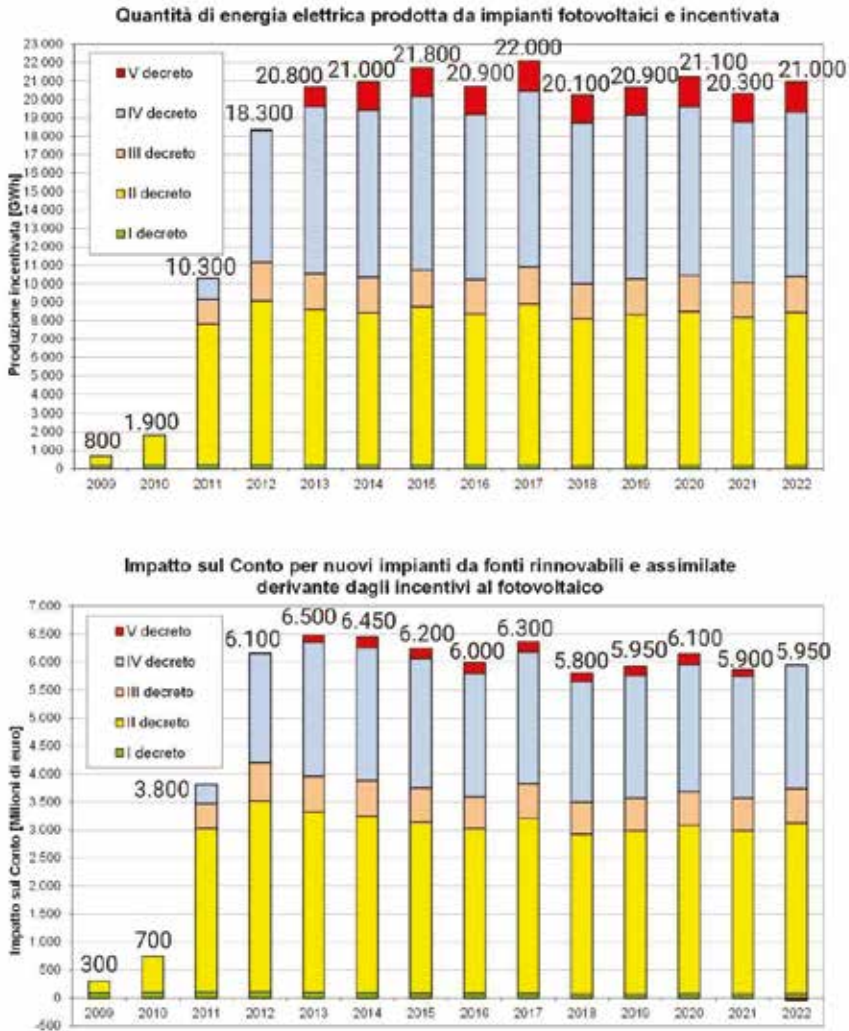


Figura 10. Incentivazioni ed energia prodotta dal fotovoltaico in Italia (fonte: ARERA 2023).

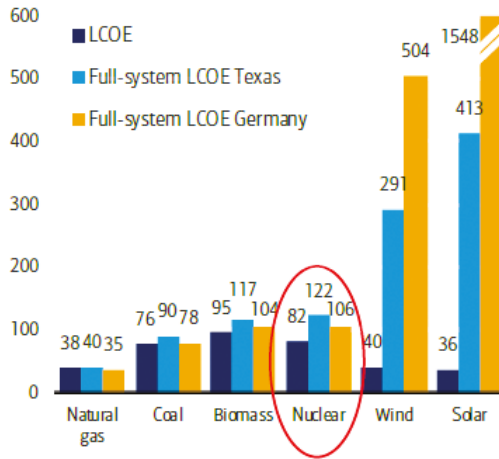


Figura 11. *Confronto fra L(FS)COE per diverse fonti (fonte: BofA 2023).*

(che sono comunque ben più alti rispetto agli analoghi per l'ennesimo, NOAK, EPR installato) un impianto "equivalente" da 2,3 GW sarebbe costato meno di 16 miliardi di euro. Anche volendo maggiorare ulteriormente tale valore fino a 20 miliardi di euro, ci attestiamo a molto meno di un terzo dei fondi spesi in Italia per la sola incentivazione fiscale di una capacità fotovoltaica in grado di generare la stessa quantità di energia elettrica per il periodo di erogazione dell'incentivazione stessa.

Come già anticipato, affinché il confronto economico sia minimamente sensato dal punto di vista tecnico, non si può prescindere quanto meno dal valutare anche i costi dei sistemi di accumulo indispensabilmente da associarsi alle fonti rinnovabili. I risultati (in termini del cosiddetto Full System LCOE) sono quelli riportati nella figura 11.

3.5. Scorie

Il nucleare è stata l'unica fonte di produzione energetica che fin dagli albori del suo sviluppo si è posta il problema degli "scarti" residuali della produzione energetica (le cosiddette scorie). Ancora oggi molte delle nuove fonti "pulite" hanno il tallone d'Achille dello smaltimento a fine vita degli impianti e/o degli scarti del processo di produzione energetica; ad esempio, pochi conoscono e si pongono il problema di come smaltire le grandi quantità di materiali (spesso tossici) residuali dopo che i pannelli fotovoltaici sono giunti alla fine della loro vita operativa.

Ciclo del combustibile nucleare

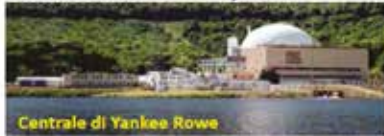


Ricerca e Medicina

- Ospedali
- Laboratori analisi
- Industria farmaceutica
- Reattori di ricerca



Smantellamento impianti



Centrale di Yankee Rowe



Industria

- Petrolifera
- Fosfati
- Fonderie
- Saldature
-

Altri

- Rivelatori di fumo
- Parafulmini
- Radio-luminescenti
- Ceneri
- Derivati del Torio (lenti, refrattari)
-



Figura 12. Produzione di scorie radioattive.



La Manche (Francia)



Un centro ricerche nucleari di avanguardia ed un eccellente polo industriale di settore



Figura 13. Il deposito di scorie nucleari (con annesso centro di ricerche) di La Manche in Francia.

Inoltre le quantità di scorie derivanti dall'uso della fonte nucleare sono, a parità di energia prodotta, ordini di grandezza inferiori a quelle derivanti da altre fonti "tradizionali".

Va poi rilevato che la produzione di scorie radioattive non deriva solo dall'uso dell'energia nucleare (figura 12).

Tornando al nucleare, pur esistendo delle soluzioni tecnologiche già implementate da decenni su scala industriale (figura 13) per lo smaltimento di tutte le tipologie (incluse quelle che si mantengono potenzialmente pericolose per tempi più lunghi, vedasi il deposito WIPP negli Stati Uniti, figura 14) delle scorie nucleari, sono in avanzata fase di implementazione (come vedremo più avanti) soluzioni tecnologiche atte a minimizzare ulteriormente l'onere di tale gestione.

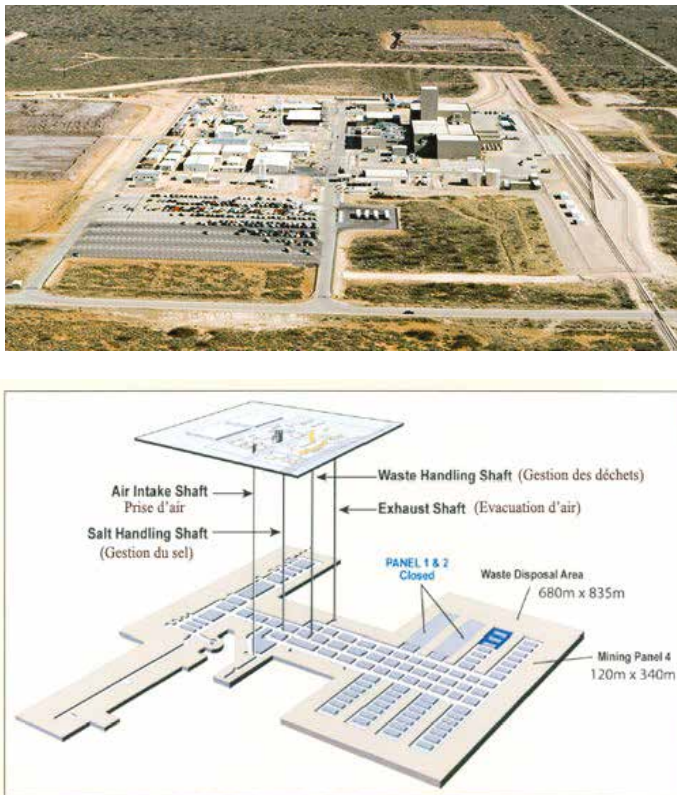


Figura 14. *Waste Isolation Pilot Plant (WIPP)* (fonte: *French national institute of nuclear physics and particle physics 2024*).

3.6. Accettabilità sociale

Se correttamente informati, i comuni cittadini sarebbero disposti ad accettare l'impiego dell'energia nucleare per la produzione di energia? Il trend che emerge dai recenti sondaggi sembrerebbe essere, anche per il Paese con il maggior numero di impianti nucleari, vale a dire gli Stati Uniti (figura 15), e per quello colpito più recentemente da un grave incidente, il Giappone (figura 16), tendenzialmente sempre più positivo.

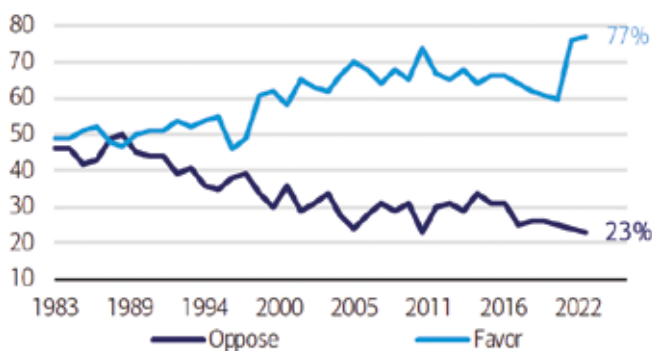


Figura 15. Posizione della popolazione statunitense rispetto all'uso dell'energia nucleare (fonte: BofA 2023).

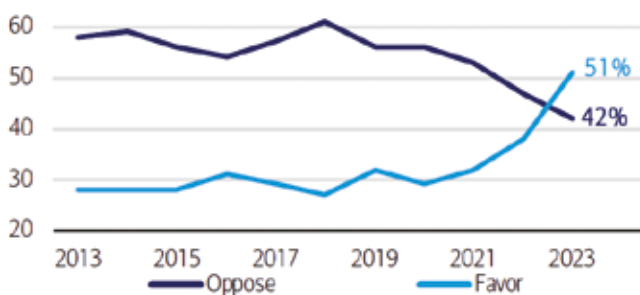


Figura 16. Posizione della popolazione giapponese rispetto alla ripartenza degli impianti nucleari (fonte: BofA 2023).

4. Quale futuro per l'energia nucleare?

Delinare il possibile futuro per l'energia nucleare è sicuramente complesso, anche perché le variabili in gioco sono molteplici e alcune di queste di difficile quantificazione. In termini generali si può però

provare a identificare (e tratteggiare in maniera estremamente sintetica) alcune linee di sviluppo che, in misura diversa, potranno giocare un ruolo significativo in tal senso:

- Impianti futuri
- Cicli innovativi del combustibile
- Idrogeno “nucleare” e trasporti
- Fusione nucleare

4.1. Impianti futuri

Gli impianti nucleari per la produzione di elettricità sono stati sviluppati a partire dai primi anni cinquanta del secolo scorso. Tale sviluppo è generalmente distinto in fasi o “generazioni” (figura 17):

- La prima generazione si riferisce a sistemi poco più che prototipici
- La seconda riguarda i reattori attualmente in funzione
- La terza riguarda i reattori avanzati o evolutivi
- La quarta i sistemi futuri

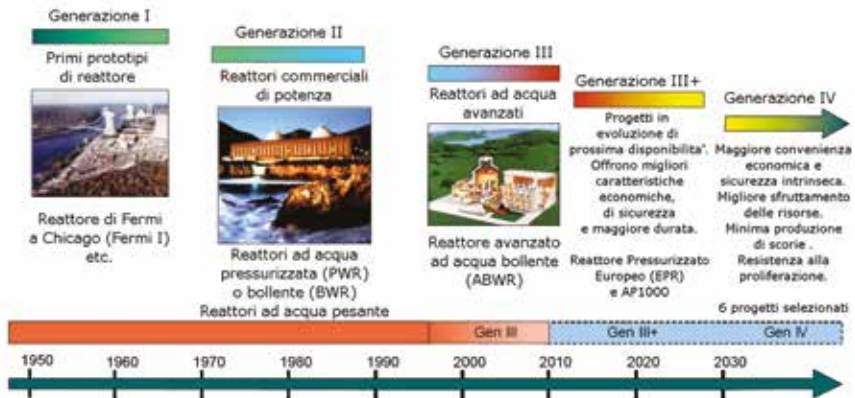


Figura 17. Le generazioni degli impianti nucleari.

Gli impianti che con ogni probabilità verranno sviluppati a partire dagli anni trenta di questo secolo (inclusi SMR⁴ e MMR⁵) saranno

⁴ Small Modular Reactor: impianti nucleari a fissione di piccola taglia di potenza (dell'ordine di poche centinaia di MW).

⁵ Micro Modular Reactor: impianti nucleari a fissione di piccolissima taglia di potenza (dell'ordine delle decine di MW).

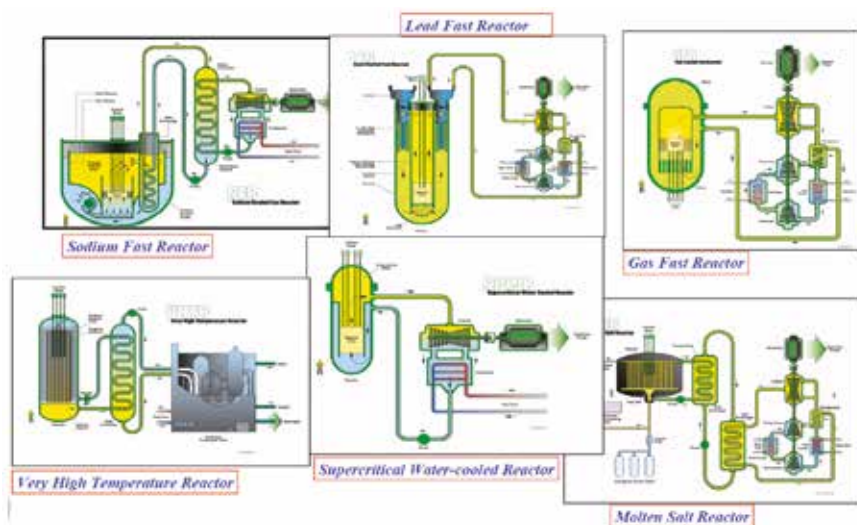


Figura 18. Le sei filiere della Generation-IV Initiative (fonte: Generation IV International Forum 2024).

perlopiù riconducibili all'una o all'altra delle filiere oggetto della Generation-IV Initiative⁶ (figura 18).

4.2. Cicli innovativi del combustibile

La “chiusura” del ciclo del combustibile è lo scopo dei cicli di combustibile innovativi e comporta lo sfruttamento integrale delle risorse di uranio e la riduzione della radiotossicità delle scorie HLW da stoccare definitivamente (in quanto ridotte ai soli prodotti di fissione a vita breve o media). Esistono vari concetti di ciclo innovativi: il punto in comune a tutti è la necessità di passaggi multipli per bruciare integralmente l'uranio e i suoi discendenti. Ad ogni passaggio il trattamento del combustibile esausto è solo chimico, senza impianti di separazione isotopica. Il riciclo degli attinidi minori può essere “omogeneo” (MA in piccole percentuali mescolati uniformemente a U e Pu) o “eterogeneo” (*assemblies* dedicati).

⁶ Iniziativa lanciata dal DoE (Department of Energy) statunitense nel 2001 che ha visto coinvolti i principali Paesi interessati allo sviluppo dell'energia nucleare (Stati Uniti, Regno Unito, Svizzera, Corea del Sud, Sudafrica, Giappone, Francia, Canada, Brasile, Argentina, Unione Europea e, dal 2007, anche Russia e Cina).

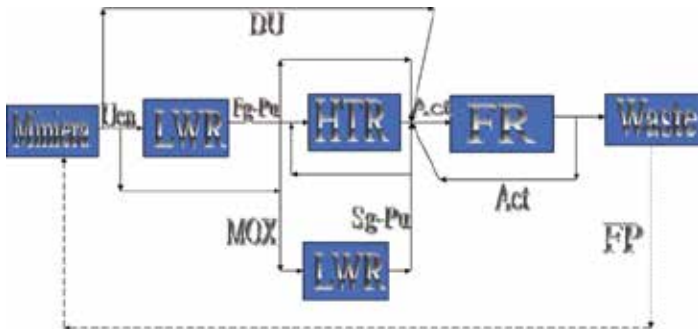


Figura 19. Esempio di ciclo innovativo del combustibile nucleare (ciclo LWR-HTR-FR).

I cicli innovativi e avanzati sono concepiti fin dall'inizio per essere fortemente resistenti alla proliferazione. Implementandoli si produce l'equivalente energetico di diversi milioni di barili di petrolio con materiale che, in un ciclo (*once through*) attuale, sarebbe di scarto. È inoltre possibile ridurre il tempo di pericolosità radiologica potenziale delle scorie (LOMBT⁷).

Le attuali ricerche portate avanti a livello internazionale (anche con il contributo dell'Università di Genova) hanno però come target la riduzione del LOMBT sotto i mille anni, passando così da una scala geologica ad una scala pienamente "storica", dell'ordine delle centinaia di anni; tali tempi sono sicuramente gestibili in maniera compatibile con le attuali tecnologie senza doversi porre il problema del trasferimento delle conoscenze e delle problematiche di gestione dei depositi dalla umanità "attuale" a quella "di domani". In particolare, prevedendo anche l'adozione di impianti della Generation-IV, di ADS⁸ e di HTR⁹, potranno

⁷ Level Of Mine Balancing Time: tempo necessario affinché la radiotossicità di una certa quantità di scorie pareggi il LOM (Level Of Mine, i.e. la radiotossicità della quantità di U naturale originaria da cui esse discendono).

⁸ Accelerator Driven System: sistemi nucleari che prevedono l'accoppiamento di un nocciolo sottocritico (da un punto di vista neutronico) e di un acceleratore di particelle che permette la produzione aggiuntiva di neutroni mediante una reazione di spallazione su un apposito target.

⁹ High Temperature Reactor: impianti nucleari refrigerati a gas (di norma elio) e moderati a grafite che permettono (anche grazie all'adozione di un combustibile innovativo denominato TRISO) il raggiungimento di temperature del refrigerante in uscita dal nocciolo anche superiori ai 900 °C.

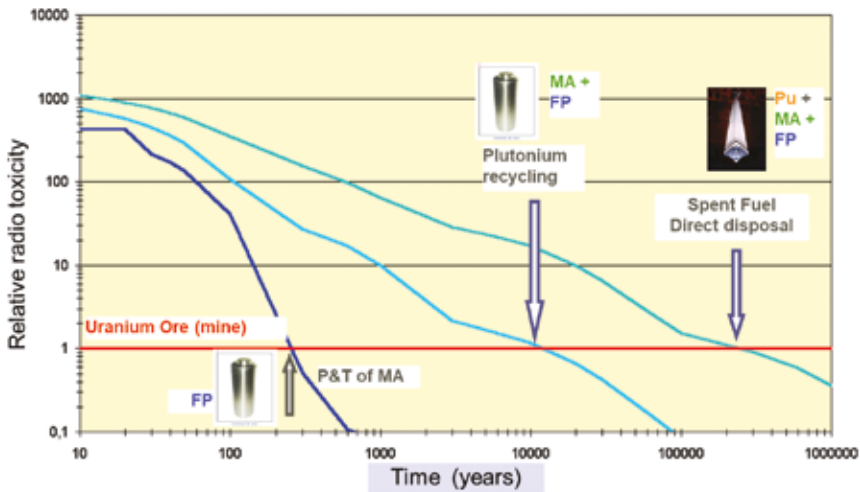


Figura 20. Riduzione del LOMBT.

essere implementati cicli del combustibile (figura 19) che realisticamente consentiranno il raggiungimento di tale obiettivo (figura 20).

Una delle più interessanti fra le possibili implementazioni dei cicli innovativi prevede l'uso del torio. Questo minerale (più diffuso dell'uranio sulla crosta terrestre) si trova distribuito un po' ovunque, ma i minerali di maggiore interesse commerciale sono le sabbie di monazite diffuse negli Stati Uniti, in Brasile, in India, in Australia e in Sudafrica. Grazie al suo inserimento nei cicli del combustibile è possibile incrementare lo sfruttamento delle risorse minerali e al contempo minimizzare la produzione di scorie potenzialmente pericolose per lungo tempo alla fine del ciclo di utilizzo del combustibile all'interno degli impianti nucleari.

4.3. Idrogeno "nucleare" e trasporti

L'idrogeno è un *vettore energetico* quindi, proprio come l'elettricità, deve essere prodotto con processi chimici e fisici che richiedono l'uso di energia. Rispetto all'elettricità, però, offre una più alta efficienza di stoccaggio. Inoltre come combustibile ha molteplici possibilità di impiego (in campo sia stazionario che mobile).

Il suo uso su larga scala potrebbe consentire di agire in maniera complementare all'elettrificazione dei trasporti per decarbonizzare questo settore, che contribuisce per circa un terzo ai consumi energetici

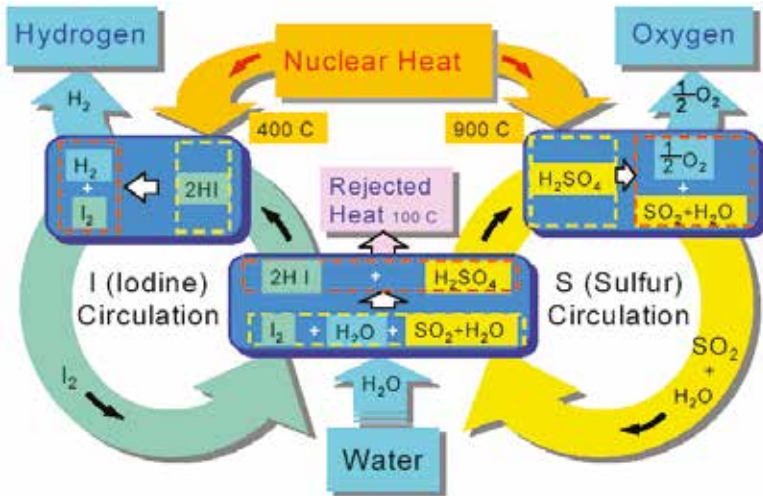


Figura 21. *Il processo I-S.*

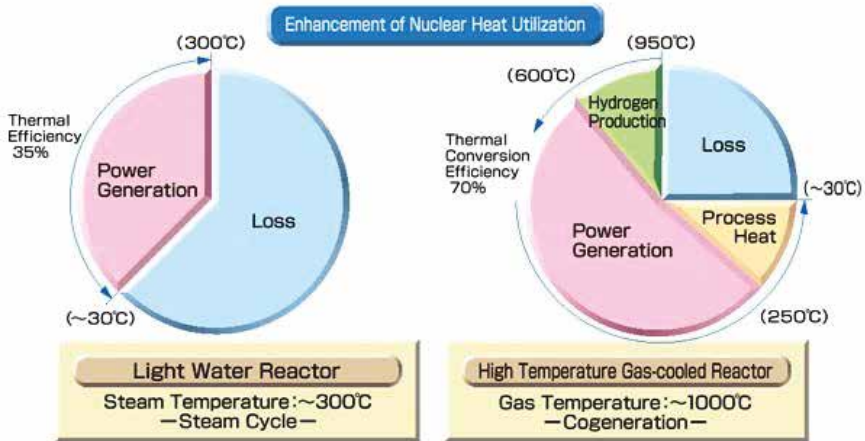


Figura 22. *Approccio cogenerativo con impianti HTR.*

mondiali. Ovviamente questo ha senso purché la sua produzione avvenga in maniera sostenibile (i.e. senza consumare risorse fossili e senza emettere gas inquinanti e/o climalteranti), come ad esempio sfruttando il processo I-S (figura 21) associato a un HTR. Infatti va ricordato che, se sfruttata anche per la produzione dell'idrogeno, l'energia nucleare potrebbe considerevolmente contribuire a soppiantare i combustibili fossili nei trasporti.

L'adozione degli HTR, grazie alle loro favorevoli caratteristiche, potrebbe consentire anche l'implementazione di un approccio cogenerativo che ottimizzi lo sfruttamento dell'energia prodotta (figura 22).

4.4. Fusione nucleare

Come noto, la fusione nucleare è un processo con il quale si uniscono i nuclei di atomi leggeri (idrogeno, trizio, deuterio) in atomi di elementi più pesanti (elio). L'energia che si produce con la fusione è maggiore, per unità di massa del combustibile,¹⁰ rispetto all'energia che si può ricavare con la fissione. Inoltre la tipologia di scorie prodotte è sicuramente di più facile gestione rispetto a quelle derivanti da reattori a fissione. Purtroppo dal punto di vista tecnologico gli impianti basati sulla fusione risultano essere notevolmente complessi.¹¹ Quindi, in prospettiva, la fusione potrebbe portare un contributo significativo alla produzione di energia, ma le tempistiche prevedibili per una sua implementazione su scala industriale e commerciale (figura 23) sono ad oggi sicuramente piuttosto estese: come minimo parliamo di decenni.

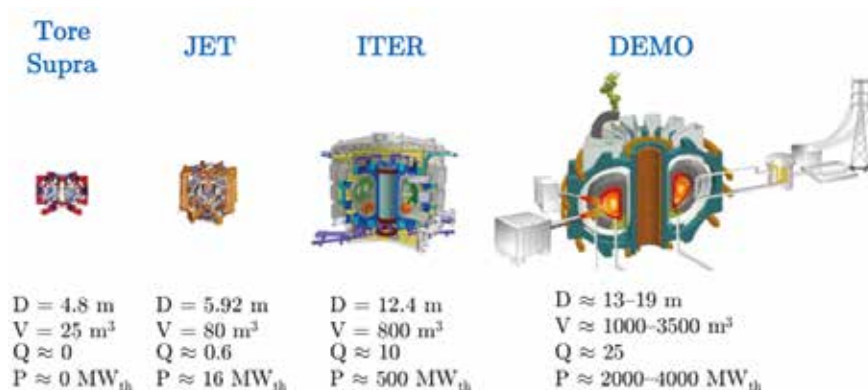


Figura 23. *Potenziale roadmap di sviluppo di impianti a fusione nucleare di tipo tokamak (fonte: Dubus 2014).*

¹⁰ Nel caso della fusione costituito principalmente da isotopi dell'idrogeno.

¹¹ Sono richieste temperature dell'ordine delle decine/centinaia di milioni di °C; i materiali impiegati sono allo stato dell'arte (o in alcuni casi ancora parzialmente al di là) dell'attuale capacità tecnologica; alcuni componenti e/o sistemi sono notevolmente complessi e, almeno ad oggi, con estrema difficoltà implementabili su scala industriale (e.g. magneti superconduttori in grado di gestire campi dell'ordine delle decine di T) ecc.

5. Conclusioni

Lo sviluppo dell'energia nucleare è stato sicuramente rallentato da quanto accaduto a Fukushima. Ciò nonostante, in molti Paesi europei ed extraeuropei si sta continuando a sfruttare tale fonte di energia, anche con nuove realizzazioni. L'innovazione giocherà un ruolo essenziale per rispondere ai nuovi obiettivi di sviluppo durevole e di minimizzazione dei rifiuti. Un aspetto essenziale da considerare sarà sicuramente la formazione di una nuova generazione di specialisti nei diversi settori: materiali, chimica degli attinidi, ingegneria del sistema, fisica dei reattori, meccanica, termoidraulica ecc. Le sfide scientifiche offrono potenzialmente straordinarie aperture nell'industria, nei centri di ricerca e nell'Università. L'energia è un tema centrale nelle nostre società: contribuire allo sviluppo di un nucleare durevole, sicuro e rispettoso dell'ambiente è un *challenge* non soltanto scientifico, ma per l'intera società.

L'energia nucleare è quindi un'opportunità o un rischio? Il dilemma non esiste, perché certamente l'opportunità c'è e ad essa, come per ogni azione umana, è connesso un certo rischio: per decidere è necessaria una valutazione costi-benefici. Le fonti rinnovabili possono rappresentare una possibilità aggiuntiva in cui investire per il futuro, ma, almeno al momento, sono poco efficienti e non possono sostanzialmente produrre il "carico di base". Il nucleare è pronto, le tecnologie per farlo in sicurezza esistono e stiamo vivendo un periodo di rinascita. In definitiva, quindi, non si tratta di essere a priori "pro" o "contro" il nucleare: si tratta di riconoscere che l'energia nucleare ha un ruolo che può svolgere proprio adesso nel modo più efficace per rendere realmente sostenibile lo sviluppo della nostra società.

La risoluzione della questione energetica rappresenta uno dei problemi più importanti, delicati e urgenti che le generazioni attuali e future sono chiamate a risolvere: possiamo quindi affermare, anche sulla scorta di quanto per sommi capi delineato in questo contributo, che la tecnologia nucleare risponde bene al requisito di identificare fonti energetiche sostenibili differenti da quelle fossili tradizionali; anche se l'energia nucleare non può costituire (da sola) la soluzione al "rebus" energetico, non esiste oggi soluzione al problema senza il contributo del nucleare.

In conclusione, se le scelte riguardanti le fonti di approvvigionamento energetico continueranno ad essere guidate da criteri di breve respiro e irrazionali, l'impatto, in termini ambientali e di sperpero delle risorse terrestri, sarà purtroppo irreversibile.

Bibliografia

- ARERA Direzione Mercati Energia. *Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita (periodo di analisi 2021-2022)*. ARERA; 2023 Jul [cited 2024 Mar 17]. <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/23/335-23.pdf>
- BofA Global Research. *The RIC Report: The nuclear necessity*. BofA Global Research, Global Financial Data; 2023 May 9 [cited 2024 Mar 17]. <https://advisoranalyst.com/wp-content/uploads/2023/05/bofa-the-ric-report-the-nuclear-necessity-20230509.pdf>
- Cavuoto A. linkedin.com. 2024 [cited 2024 Mar 17]. https://www.linkedin.com/posts/alessandro-cavuoto-78b42224b_energia-nucleare-fotovoltaico-activity-7142438420437524480-CmFl
- Dubus G. *From Plain Visualisation to Vibration Sensing: Using a Camera to Control the Flexibilities in the ITER Remote Handling Equipment* [Doctoral dissertation]. Tampere University of Technology; 2014 Oct [cited 2024 Mar 17]. https://www.researchgate.net/publication/270897032_From_Plain_Visualisation_to_Vibration_Sensing_Using_a_Camera_to_Control_the_Flexibilities_in_the_ITER_Remote_Handling_Equipment_Doctoral_Dissertation
- Freese L.M., Chossière G.P., Eastham S.D. et al. *Nuclear power generation phase-outs redistribute US air quality and climate-related mortality risk*. *Nat Energy* 2023;8:492-503. doi: 10.1038/s41560-023-01241-8.
- French national institute of nuclear physics and particle physics IN2P3. *WIPP Project*. 2024 [cited 2024 Mar 17]. https://radioactivity.eu.com/articles/radioactive_waste/wipp-project
- Generation IV International Forum. *Generation IV Systems*. GIF; 2024 [cited 2024 Mar 17]. https://www.gen-4.org/gif/jcms/c_59461/generation-iv-systems
- Hirschberg S., Spiekerman G., Dones R. *Severe Accidents in the Energy Sector*. PSI; 1998 Nov [cited 2024 Mar 17]. https://www.psi.ch/sites/default/files/import/ta/PublicationTab/Hirschberg_1998_ENSAD.pdf
- Howe G.R., Zablotska L.B., Fix J.J., Egel J., Buchanan J. *Analysis of the mortality experience amongst U.S. nuclear power industry workers after chronic*

- low-dose exposure to ionizing radiation*. Radiat Res. 2004 Nov;162(5):517-526. doi: 10.1667/rr3258. PMID: 15624306.
- Jablon S., Hrubec Z., Boice J.D. Jr. *Cancer in populations living near nuclear facilities. A survey of mortality nationwide and incidence in two states*. JAMA 1991 Mar 20;265(11):1403-1408. PMID: 1999880.
- Kersevan R. *Germania e Francia: i risultati di due diverse strategie a confronto*. L'Astrolabio 2024 Jan 31 [cited 2024 Mar 17]. <https://astrolabio.amidellaterra.it/node/3157>
- Lomonaco G. *C'è del nucleare nel futuro?* UniGe.life 2022 Jan 27 [cited 2024 Mar 17]. <https://life.unige.it/ce-del-nucleare-nel-futuro>
- NEA (Nuclear Energy Agency) & IAEA (International Atomic Energy Agency). *Uranium 2022: Resources, Production and Demand*. OECD; 2023 [cited 2024 Mar 17]. https://www.oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2023-04/7634_uranium_-_resources_production_and_demand_2022.pdf
- United Nations Economic Commission for Europe (UNECE). *Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources*. United Nations; 2021 [cited 2024 Mar 17]. https://unece.org/sites/default/files/2022-04/LCA_3_FINAL%20March%202022.pdf

