



QUALE STRATEGIA ADOTTARE PER UNA DECARBONIZZAZIONE DELL'INDUSTRIA HARD-TO-ABATE?

La decarbonizzazione di un settore industriale consiste in una serie di azioni volte principalmente a ridurre le emissioni dirette e indirette di gas serra, principalmente anidride carbonica, generate durante i processi produttivi. I settori del cemento e dell'acciaio sono oggi responsabili di circa il 15% delle emissioni totali antropiche di anidride carbonica; per questo motivo una loro decarbonizzazione risulta essere di fondamentale importanza per tentare di conseguire gli obiettivi europei di riduzione dell'impronta carbonica dei vari comparti produttivi al 2030 e al 2050. Il presente articolo riporta una valutazione critica delle possibili azioni, sia in upstream che in downstream, che sugli specifici processi, che potrebbero effettivamente rendere l'industria hard-to-abate un settore virtuoso e a minore impatto ambientale.

La definizione di una strategia di decarbonizzazione o decarbonazione dell'industria italiana non può non partire dall'analisi dell'evoluzione della produzione di energia negli ultimi settant'anni. Se lo sviluppo industriale fino agli anni Cinquanta si è basato sull'utilizzo di energia idroelettrica, il boom economico degli anni Sessanta si è basato sostanzialmente su un utilizzo di una nuova fonte di energia, derivante da fonti fossili che risultava, almeno fino a metà degli anni Settanta, particolarmente economica e disponibile in quantità crescente, come si evince dalla Fig. 1. Nel 2020 i consumi elettrici in Italia sono stati così ripartiti:

- 44,1% industria (125,4 TWh);
- 30,2% servizi (85,8 TWh);
- 23,3% domestico (66,2 TWh);
- 2,2% agricoltura (6,3 TWh).

L'industria italiana assorbe quindi poco meno del 50% del consumo e, al netto dell'importazione estera, la frazione rinnovabile è circa 1/3. Il nostro viaggio sul percorso della decarbonazione si snoderà quindi alla ricerca di soluzioni che nei prossimi anni consentano non solo la sostituzione di circa 80-85 TWh con conseguente abbattimento delle emissioni di CO₂, ma anche la "elettrificazione-

zione estera, la frazione rinnovabile è circa 1/3. Il nostro viaggio sul percorso della decarbonazione si snoderà quindi alla ricerca di soluzioni che nei prossimi anni consentano non solo la sostituzione di circa 80-85 TWh con conseguente abbattimento delle emissioni di CO₂, ma anche la "elettrificazione-

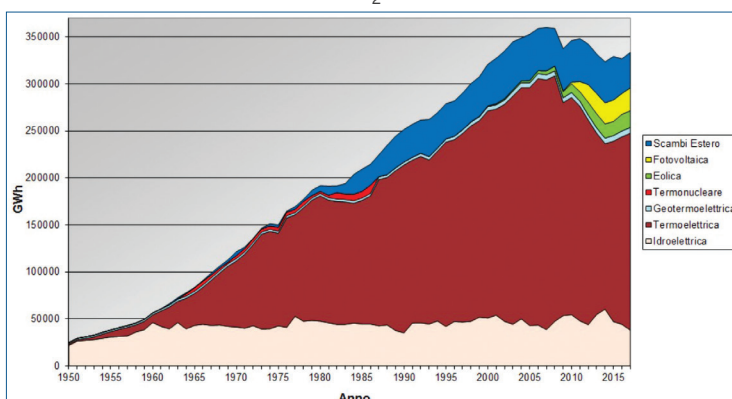


Fig. 1 - Riepilogo storico della produzione di energia in Italia dal 1950. Elaborazione da dati pubblicati da Terna



Fig. 2 - Cambiamenti nell'intensità di carbonio dal 2015 al 2050

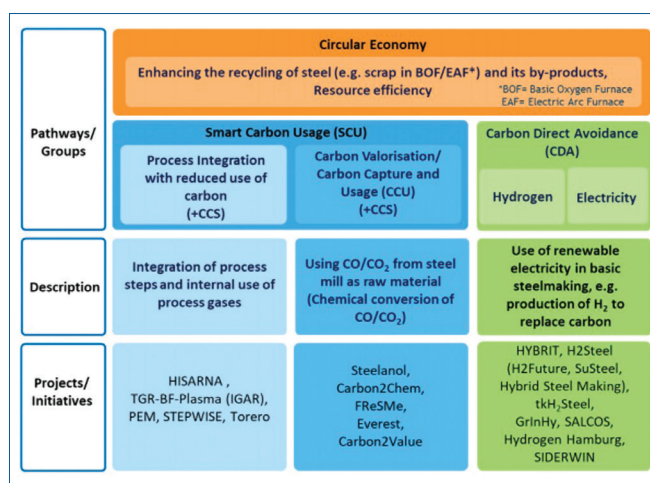


Fig. 3 - Percorsi tecnologici per la riduzione della CO₂ [10]

ne” dei processi industriali a cominciare dalla sostituzione del processo di combustione [1]. A livello europeo, con eccezione della Francia, la frazione rinnovabile nella produzione di energia superava di poco il 20% nel 2020 [2].

Va infine sottolineato un aspetto importante nell’ambito di questa sostituzione, ossia la necessità di prevedere dei sistemi di stoccaggio energetici importanti che facciano fronte all’intrinseca discontinuità delle fonti rinnovabili. Prendendo spunto da un recente articolo apparso sul *The Economist* [3], l’industria dell’acciaio e quella del cemento, note come *hard-to-abate*, sono certamente per intensità delle emissioni di CO₂ le prime ad essere considerate nel nostro percorso di decarbonazione.

L’industria dell’acciaio

L’industria siderurgica mondiale, con una produzione di poco meno di 2 miliardi di tonnellate, rap-

presenta attualmente il 24% delle emissioni industriali di CO₂ attribuibile alla produzione di acciaio e tra il 7 ed il 9% delle emissioni globali antropiche di CO₂ [4]. Dato che la domanda globale di acciaio è destinata ad aumentare a 2,5 miliardi di tonnellate da qui al 2050 [5] sarà di fondamentale importanza abbattere le emissioni dell’industria siderurgica dalle attuali 1,85 t di CO₂ per t di acciaio da altoforno al valore di 0,2 t (Fig. 2) [6]. Per raggiungere questo obiettivo sarà necessaria una vera e propria rivoluzione dei processi produttivi con massicci investimenti, dell’ordine di centinaia di miliardi di €. Una recente stima di McKinsey, gennaio 2022, valuta in 145 miliardi di € per anno i nuovi investimenti per i prossimi trent’anni, con un impatto sui costi di produzione di circa il 30% [7]. A prima vista modificare questi processi produttivi sembra una missione impossibile per un’industria che ha attualmente ricavi annuali superiori a 2 trilioni di €. Le infrastrutture associate, che hanno una vita media economica tra 20 e 40 anni, rappresentano oggi un grosso freno al cambiamento (*sunk cost*). Ma, al di là della dimensione di questa industria e della quantità di investimenti necessari per arrivare a una sensibile riduzione delle emissioni di CO₂, è necessario implementare nei prossimi trent’anni tecnologie nuove e *disruptive* per la riduzione degli ossidi di ferro in acciaio, tecnologie che impiegano l’idrogeno dall’elettrolisi dell’acqua da energia elettrica rinnovabile o dalla stessa energia elettrica direttamente in un processo di tipo elettrochimico. La strategia nei prossimi 10/15 anni dovrà puntare sulla riduzione delle emissioni dove e come è possibile, sul recupero della CO₂ e sulla trasformazione delle emissioni in chemicals, dove non sarà possibile avere uno stoccaggio della CO₂ o la sua mineralizzazione. L’Europa che attualmente produce circa poco meno del 10% della produzione mondiale di acciaio, è oggi all’avanguardia nel definire soluzioni e processi alternativi, anche perché l’aumento della *carbon tax* nell’ultimo anno sta mettendo una grande pressione sui profitti aziendali. A gennaio 2022 la *carbon tax* ha superato i 90 €/t, per poi stabilizzarsi a 72 €/t in marzo [8]. Il costo delle emissioni di CO₂ diventerà un acceleratore dei cambiamenti tecnologici in quanto già a partire da metà degli anni Venti i produttori di ac-

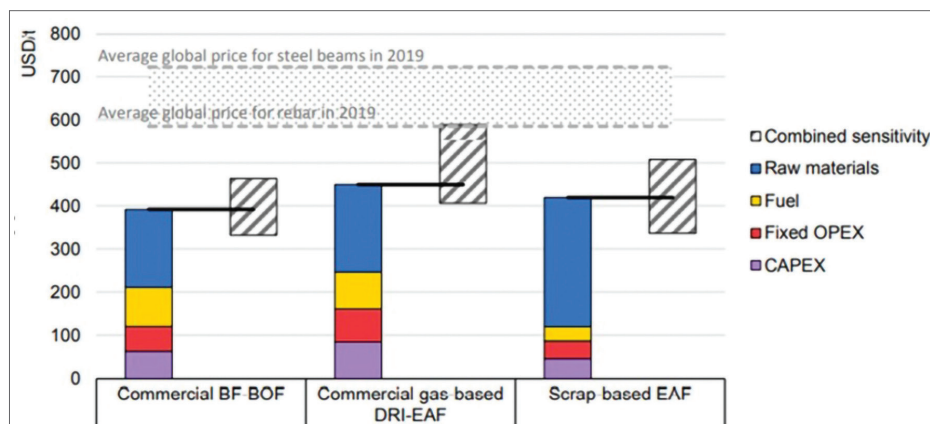


Fig. 4 - Costi di produzione per i processi convenzionali: BF-BOF, DRI-EAF e rottami EAF [11]

acciaio europei perderanno le cosiddette “free allocation” relative ai permessi ricevuti dalla Comunità Europea in relazione all’Emission Trading System (ETS). Questo aumento dei costi dovrebbe essere compensato da un meccanismo di aggiustamento “carbon-border” da applicare alle importazioni di acciaio altamente inquinante [9]. I due principali percorsi tecnologici per la riduzione della CO₂ nel settore siderurgico possono essere ricondotti a: Smart Carbon Usage (SCU) e Carbon Direct Avoidance (CDA), come riportato nella Fig. 3. Vedremo in dettaglio come si articolano questi due percorsi ed alcune iniziative specifiche [10].

È importante, nel chiudere questa parte, dare un’indicazione dei costi di produzione relativi alla produzione di acciaio primario, BF (Blast Furnace) + BOF (Basic Oxygen Furnace), a quello basato sulla riduzione diretta, DRI (Direct Reduced Iron) + EAF (Electric Arc Furnace, nonché a quello basato sul riciclo del rottame, come mostrato nella Fig. 4 [11].

È evidente che i dati riportati in [11] danno una indicazione di massima, in quanto il costo di produzione, oltre che dalla materia prima, viene determinato per esempio dal costo del gas naturale e da quello dell’elettricità. Ma, in generale, si può affermare che il DRI+EAF è la produzione più costosa, mentre la produzione da rottami è legata alla disponibilità e che comunque, nella previsione di aumento consistente della doman-

da di acciaio da qui al 2050, è chiaro che questa domanda non potrà essere soddisfatta che dalla produzione di acciaio primario sia per via BF+BOF che per via DRI+EAF. Nell’ambito dei progetti SCU possiamo ricordare la proposta di integrare gas di sintesi nell’altoforno (Fig. 5) o la produzione di etanolo dagli off-gas di altoforno (BFG) e convertitore basico (BOFG) (Fig. 6). La riduzione delle emissioni di CO₂

può in questi casi variare dal 15 al 30%.

In un altro progetto finanziato dalla Comunità Europea, INITIATE [12] si sta, invece, realizzando la conversione di BFG e BOFG in ammoniaca e poi in urea. I BF-gas possono, inoltre, essere riciclati direttamente al BF, come nel Progetto IGAR, sempre di ArcelorMittal a Dunkerque in Francia, dove la CO₂ separata dal BFG viene riconvertita in syngas e reintrodotta nel BF. Un’alternativa a questo schema è rappresentata dall’uso di un reattore di combustione parziale catalitico del metano (CPO) dove il BF gas, opportunamente trattato, viene convertito a gas di sintesi con l’aggiunta di gas naturale e/o di biogas [13]. La riduzione delle emissioni di CO₂ può variare dal 25 al 40% rispetto al valore convenzionale, qualora parte della CO₂ possa essere riciclata al reattore CPO.

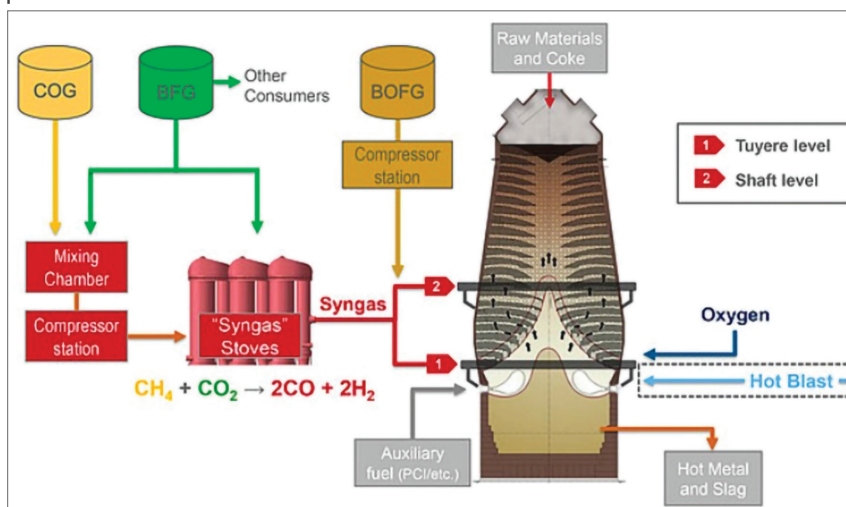


Fig. 5 - Sostituzione di una parte del coke con syngas (per cortesia di Paul Wurth Italia)



Fig. 6 - Reattore di fermentazione per la produzione di etanolo da off-gas da BF/BOF (courtesy of LanzaTech)

Nel processo di riduzione diretta del minerale cosiddetto DRI, il coke viene sostituito dal gas naturale. L'interesse crescente verso questo processo è dettato dal fatto che in virtù di questa sostituzione le emissioni di CO₂ per t di prodotto sono nettamente inferiori, potendo arrivare ad un terzo di quelle del BF+BOF. La sostituzione del gas naturale con idrogeno verde e l'integrazione con EAF, potrebbe essere la strada del futuro, riducendo le attuali emissioni del 90%, anche se per procedere lungo questa strada si avrebbe bisogno di idrogeno ed energia elettrica verde a prezzi competitivi ed in grandi quantità, condizione, questa, non facilmente raggiungibile nei prossimi 10-15 anni. Una modifica all'EAF è il Submerged Arc Furnace (SAF), caratterizzato dal fatto che gli elettrodi sono immersi nella massa fusa e che oggi trova applicazioni nella produzione di acciai speciali ma che in futuro potrebbe essere interessante in quanto permetterebbe di utilizzare nel DRI il minerale BF-grade. Con que-

sta configurazione per produrre 1 t di ghisa (circa 1,2 t di acciaio liquido dopo convertitore) servono circa 660 Nm³ di H₂, 30 kg di carbone, 700 kWh di energia, 60 Nm³ di ossigeno con una carica di 1,4 t di BF grade pellets. Le emissioni di CO₂ sono circa 150 kg (circa l'8% di un ciclo BF+BOF attuale) [14].

A differenza degli altiforni, la carica al reattore DRI è costituita da pellets, e deve derivare da minerali ricchi in Fe, almeno per il 65% in massa. In generale, il consumo di minerale grezzo per t di DRI è di circa 1,5 volte. La specificità della carica pone il problema della supply chain o, in alternativa, dei cambiamenti tecnologici nella filiera DRI+EAF che permettano un utilizzo di una cari-

ca BF-grade.

Una variante in fase avanzata di elaborazione è quella di sostituire il gas di sintesi con l'idrogeno, tecnologia portata avanti da un gruppo di aziende svedesi che include una società mineraria, la LKAB, un'acciaieria, la SSAB, e una energy company, la Vattenfall. Nel progetto Hybrit [15], si cerca di de-

carbonizzare l'intero processo di produzione dell'acciaio attraverso l'uso di idrogeno prodotto da elettrolisi, dove l'energia viene prodotta per via eolica a basso costo nelle regioni settentrionali della Svezia (non è però chiaro come verrà garantita la continuità nella fornitura). Nel 2020 è stato terminato un impianto pilota DRI a Lulea che, in una prima fase, ha funzionato a gas naturale e dove, dal maggio scorso, sono cominciati i primi test con idrogeno. In alternativa all'uso dell'idrogeno si sta pensando ad un utilizzo diretto dell'energia elettrica nella produzione dell'acciaio. Ne è un esempio il lavoro del MIT americano che attraverso un suo spin-off, il Boston

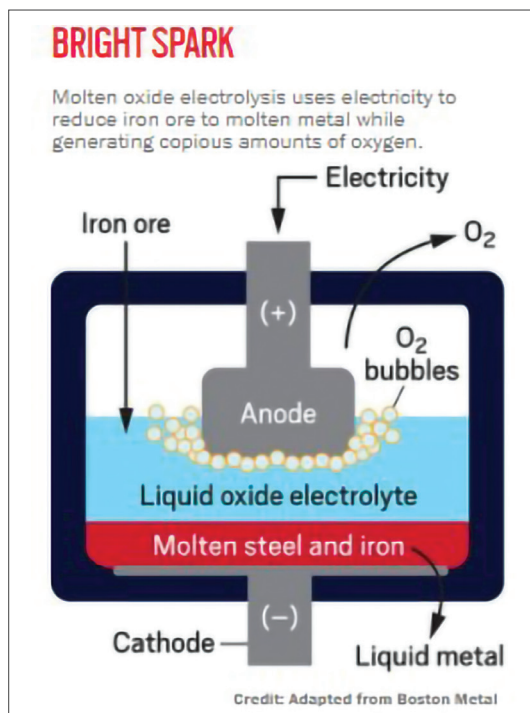


Fig. 7 - Il processo di elettrolisi a Sali fusi proposto dalla Boston Metal [16]

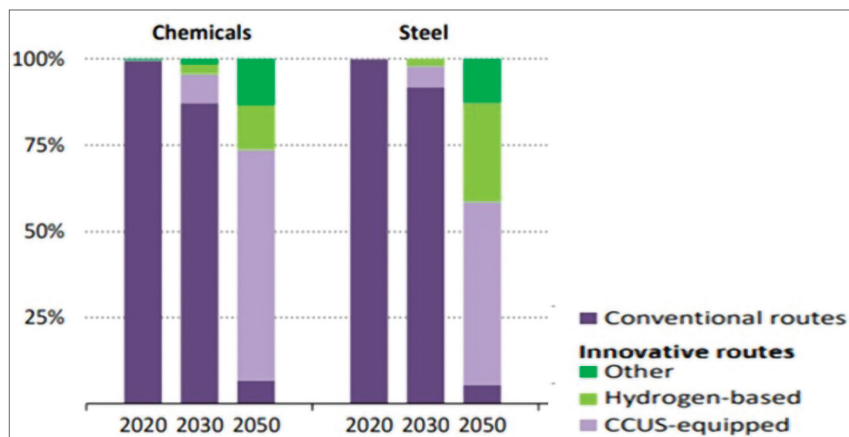


Fig. 8 - Possibili scenari dei cambiamenti tecnologici nella produzione dell'acciaio nel periodo 2020-2050 [18]

Metal [16], sta sviluppando un processo di elettrolisi ad ossidi fusi per la riduzione diretta dei minerali. Il processo è schematizzato nella Fig. 7 dove in un reattore con refrattario interno, l'anodo (+) è piazzato verticalmente al centro, mentre il catodo (-) ha uno sviluppo orizzontale.

Va fatto, infine, notare che mentre ci sono sul tavolo svariate alternative tecnologiche, la loro scala è comunque ancora molto lontana da quella richiesta a livello industriale, almeno per quelle alternative di carattere fortemente innovativo. Se è in parte vero che il prezzo dell'energia rinnovabile e quindi dell'idrogeno "verde" sta diminuendo, il costo di investimento per i nuovi impianti e per la chiusura di quelli esistenti rappresenta oggi la barriera più importante all'implementazione di una produzione di acciaio a bassa emissione di CO₂, insieme alla disponibilità di quantità notevoli di energia rinnovabile. Su questo specifico punto, il centro di ricerca K1-Met di Linz in Austria ha calcolato che per poter sostituire la produzione europea di acciaio attraverso il processo DRI alimentato ad idrogeno, la produzione elettrica dovrebbe aumentare di 5 volte fino a raggiungere i 400-500 TWh per anno [17]. Questa domanda addizionale corrisponde a circa il 18% del consumo europeo e potrebbe essere sviluppata da 50 mila turbine eoliche. Un problema analogo si avrebbe con gli elettrolizzatori che attualmente hanno una capacità massima di 20 MW, per cui un impianto DRI da 2 milioni di t all'anno di acciaio avrebbe bisogno di 1000 MW (1 GW) di elettrolizzatori per la sola produzione di idrogeno. Un andamento, sviluppato dalla IAE [18], nel pe-

riodo 2020-2050, relativo ai cambiamenti tecnologici è mostrato nella Fig. 8: come si può vedere l'idrogeno coprirebbe non più del 30% e le nuove tecnologie il 10%.

La sostituzione di una parte della produzione di acciaio con la tecnologia DRI+EAF certamente faciliterà il raggiungimento degli obiettivi al 2030/35, almeno dove il minerale a base ematite sia già presente. La sostituzione della tecnologia EAF con SAF potrebbe risolvere il problema di flessibilità della carica permettendo di utilizzare materiali BF-grade.

La produzione di gas di sintesi a costi competitivi potrebbe essere raggiunta attraverso la conversione di rifiuti urbani, plastiche o rifiuti assimilabili. Per quanto detto in questa nota, valutare quello che succederà nell'industria siderurgica a partire dal 2035 è tutt'altro che facile e non è detto che l'impiego di idrogeno elettrolitico possa rappresentare l'unica soluzione. L'utilizzo diretto dell'energia elettrica nella produzione dell'acciaio (il lavoro del MIT attraverso un suo spin-off Boston Metal) attraverso un processo di elettrolisi ad ossidi fusi, ne è un esempio interessante.

Come detto prima la produzione di energia elettrica rinnovabile rimarrà il tema centrale di questa transizione. Considerando le limitazioni connesse al FV (fotovoltaico) e all'uso del vento, sembra doveroso chiedersi se questa domanda crescente non por-

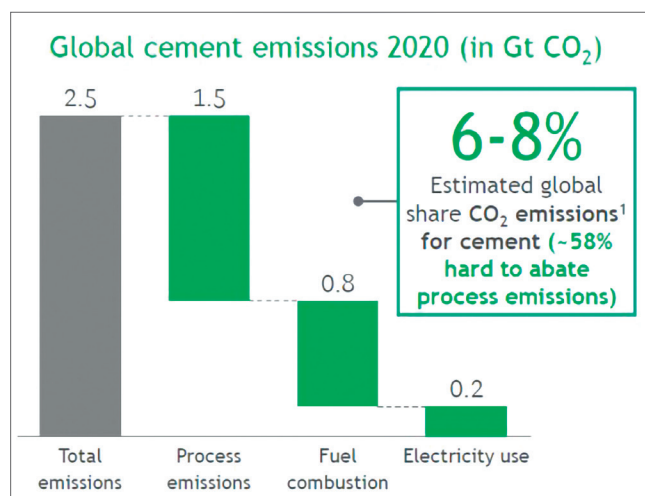


Fig. 9 - Emissioni totali di CO₂ nell'industria del cemento



terà alla rinascita del nucleare, in un'ottica di accoppiare una piccola centrale nucleare, rendendo la stessa produzione completamente indipendente dalla rete e priva di emissione di CO₂.

L'industria del cemento

Con emissioni di CO₂ pari a 2,5 Gt per anno, l'industria del cemento contribuiva nel 2020 al 6-8% delle emissioni totali antropiche di GHG [19], di cui quasi il 45% prodotto in Cina. Le emissioni della produzione di cemento in Cina superano di fatto la totalità delle emissioni globali della Germania [20, 21] (Fig. 9).

La IEA raccomanda di ridurre le emissioni globali a 0,8 Gt CO₂eq per anno al 2050, anche considerando l'atteso aumento di produzione [22]. Questa riduzione può essere ottenuta attraverso una riduzione nell'uso del clinker, del combustibile fossile e attraverso il CCS [23-25], oltre che nell'impiego di una materia prima che permetta una riduzione a monte dell'impronta carbonica del processo (argille calcinate, rocce carbonatiche sintetiche da mineralizzazione della CO₂).

La produzione del cosiddetto cemento Portland consiste infatti in quattro fasi distinte: la preparazione della carica, la calcinazione, la clinkerizzazione, il mescolamento con gesso e altri eventuali composti e la riduzione a polvere. Nella prima fase i componenti principali, quali rocce carbonatiche calciche e magnesiache e minerali argillosi vengono trasportati al sito di produzione, triturati e mescolati. La carica così preparata viene trattata a 850 °C nel forno di calcinazione, dove il carbonato si decompone in calce viva (ossido di calcio) e CO₂. La calcinazione usualmente avviene in una prima fase (pre-calcinazione), iniziando in una serie di cicloni (torre ciclonica) per terminare nel forno rotativo (fra il clinkerizzatore e i cicloni può esserci eventualmente un forno verticale, *i.e.* il pre-calcinatore). I prodotti vengono poi portati a 1450 °C per far avvenire le reazioni di clinkerizzazione e la fine della calcinazione, in modo tale da ottenere i 4 noti costituenti del clinker di cemento. Al clinker, rapidamente raffreddato, si aggiunge circa il 5% in massa di gesso prima della polverizzazione finale del prodotto (Cemento di tipo I). I processi di produzione sono divisi in processi a umido, a secco, a 4 o sei fasi di pre-riscaldamento e con o senza fase di pre-calcinazione e, infine, in processi

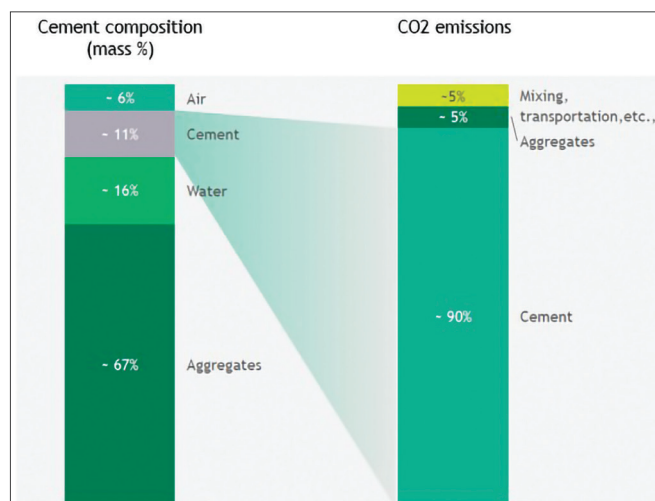


Fig. 10 - Composizione del calcestruzzo e relative emissioni di CO₂

con forno verticale. A seconda della tecnologia impiegata, variano i consumi termici per t di clinker, che si aggirano quindi in un intervallo tipico di 2,9-6,8 GJ, con valori maggiori per i processi umidi e a forno verticale. La tecnologia più performante rimane quella a 5 o 6 stadi di pre-riscaldamento con torre di pre-calcinazione, con intensità energetiche dell'ordine dei 2,9-3 GJ per t di clinker prodotto. Oltre il 90% della produzione di cemento europea è basata su tecnologie a secco con forni rotativi. Per quanto riguarda i consumi di combustibile associati, il consumo di carbone per t di clinker si aggira intorno ai 70-100 kg.

Le emissioni totali variano fra 810 e 980 kg CO₂/t clinker, così suddivise: 490-530 kg CO₂/t clinker pari al 60% nella fase di calcinazione, 230-350 kg CO₂/t clinker come combustibile pari al 28% e 90-100 kg CO₂/t clinker pari al 12%, associato all'uso di energia elettrica, in particolare nelle fasi di macinazione [26, 27]. Uno dei parametri più importanti per valutare le emissioni associate alla produzione del cemento Portland è il rapporto tra clinker e cemento. Visto che le emissioni sono associate principalmente al clinker, si cerca di abbassarlo dall'attuale 81% a livello mondiale al 70% [28]. Dalla Fig. 10 si può vedere come il cemento è uno dei componenti del calcestruzzo, con circa l'11% del totale, gli inerti tra ghiaia e sabbia rappresentano circa 2/3 in peso. Il cemento rappresenta l'elemento aggregante della miscela attraverso la sua reazione con l'acqua. È evidente che al fine di limitare le emissioni di CO₂, a parità delle carat-

teristiche meccaniche, il tenore del cemento deve essere mantenuto al minimo.

Considerando le composizioni riportate nella Fig. 10, si può calcolare che le emissioni di CO₂ per t di prodotto finale sono comprese tra 75 e 90 kg di CO₂. Ne segue che la riduzione del contenuto di cemento nel calcestruzzo, a parità di caratteristiche chimico-fisiche, e la sua sostituzione con materiali cementizi supplementari (SCMs), è certamente una valida alternativa [29, 30]. Oggi la produzione di questi cementi con materiali SCM, quali le scorie d'alto forno o le ceneri volanti, sta diventando più comune del cemento tradizionale Portland. Il problema principale risiede però nella quantità limitata di questi materiali, stimata in non più del 15% della produzione di cemento [31] con tendenza ad una decrescita come conseguenza di un ridotto consumo di carbone, e quindi di ceneri volanti, e di un aumento moderato nel consumo dell'acciaio relativamente alla disponibilità di scorie. In questo contesto argille calcinate e calcare rappresentano gli unici SCM disponibili in quantità tali da portare ad una sensibile riduzione (30-50% in peso) di cemento nel calcestruzzo [32, 33]. Le argille sono strutture multistrato (fillosilicati) con un'alternanza di silice ed allumina. Le tre argille più abbondanti sono la caolinite, (con un rapporto di strati di silice e di allumina di 1 a 1), la illite e la montmorillonite, caratterizzate dall'aver 2 strati di silice ed 1 di allumina. L'aggiunta di argille e calcare in sostituzione di una parte del cemento porta ai cosiddetti LC3, *limestone calcinated clay cement* [34-36]. Altri materiali sostitutivi del cemento sono i noti *alkali activated materials* (AAM), come detto in precedenza, che partono dall'attivazione alcalina di precursori allumino-silicatici, come scorie di altoforno e ceneri volanti da processi di combustione di carbone e biomasse (o rifiuti). Tali materiali risultano possedere resistenze a compressione superiori rispetto a quelle generate dal classico cemento Portland, grazie alla formazione di geli più densi del tobermoritico. Il problema relativo però all'uso degli AAM è l'attivatore, cioè il materiale impiegato per produrre, di fatto, i geli e quindi portare all'ottenimento delle caratteristiche meccaniche desiderate della miscela. Alcuni attivatori, come per esempio il silicato di sodio o l'idrossido di sodio, sono caratterizzati da un'impronta carbo-

nica rilevante, anche superiore a 1,5 t CO₂ per t di composto, per cui nel computo finale dell'impronta del SCM è bene tenere in conto globalmente la sua produzione, provando ad adottare una filosofia basata sul Life Cycle Assessment (LCA). La modifica del rapporto clinker-cemento con materiali SCM permette una riduzione delle emissioni di CO₂, ma unitamente a questa strategia ne esistono delle altre, quali:

- 1) la sostituzione dei combustibili fossili tradizionali con gas naturale, con rifiuti o con biomasse e, successivamente, con idrogeno verde prodotto tramite elettrolisi (con tutti i limiti del caso). Dal 2007 in particolare l'impiego di biomasse nella miscela combustibile è arrivato a un valore medio di circa il 25%, ma alcuni impianti lavorano con sostituzioni dell'ordine del 70-80%;
- 2) produzione e/o acquisto di elettricità da fonti rinnovabili e iniziative di efficientamento energetico sfruttando il calore recuperato dalla fase di combustione;
- 3) ossicombustione del combustibile nel forno rotativo e cattura delle emissioni di CO₂ dai fumi che non possono essere evitate. La CO₂ catturata può essere utilizzata per creare nuovi prodotti o stoccata. Si consideri che per arrivare al 2050 con emissioni nette nulle da questo settore sarebbe necessario sequestrare ogni anno 1,37 miliardi di CO₂;
- 4) bio-ossicombustione, ovvero accoppiamento di un fotobioreattore con biomassa algale o cianobatteri o analoga, che permetta la riconversione di una parte della CO₂ presente nei fumi combustibili a ossigeno e organici volatili, in parte da riciclare insieme al resto dei fumi non convertiti direttamente in camera del forno rotativo, per migliorare le performance del processo di combustione (che risulterebbe una combustione con aria arricchita in ossigeno) e ridurre le emissioni nette di CO₂, producendo nuova biomassa che potrebbe essere valorizzata in successivi processi a valle. Tale processo può essere accoppiato alla classica ossicombustione, andando a ridurre il carico all'unità di produzione dell'ossigeno (di separazione dell'aria o elettrolizzatore).

È interessante infine notare gli obiettivi della *road map* preparata dall'International Energy Agency, IEA, al 2030 e riportati nella Fig. 11. A parte miglioramenti incrementali relativi ad una riduzione dei



	2DS low-variability case	
	2014	2030
Clinker to cement ratio	0.65	0.64
Thermal energy intensity of clinker (gigajoule per tonne of clinker [GJ/t clinker])	3.5	3.3
Electricity intensity of cement (kilowatt hour per tonne of cement [kWh/t cement])	91	87
Alternative fuel use (percentage of thermal energy)	5.6	17.5
CO ₂ captured and stored (million tonne of carbon dioxide per year [MtCO ₂ /yr])	-	14
Direct CO ₂ intensity of cement (tonne of carbon dioxide per tonne of cement [tCO ₂ /t cement])	0.54	0.52

Notes: Thermal energy intensity of clinker does not include any impact related to other carbon mitigation levers beyond improving energy efficiency (e.g. carbon capture). Electricity intensity of cement production does not include reduction in purchased electricity demand from the use of EHR equipment or any impact related to other carbon mitigation levers beyond improving energy efficiency (e.g. carbon capture). Alternative fuel use includes biomass, and biogenic and non-biogenic wastes. Direct CO₂ intensity refers to gross direct CO₂ emissions, after carbon capture.

Fig. 11 - Obiettivi della road map preparata dall'International Energy Agency al 2030 [31]

consumi elettrici ed una riduzione del cemento nel clinker, gli assi portanti di questa strategia sono la captazione della CO₂ ed il suo stoccaggio (CCS) e l'uso di combustibili alternativi [37].

Il progetto europeo "Cleanker" [38], portato avanti da Buzzi Unicem nel sito di Vernasca (PC) e concluso a fine 2021, andava nella direzione di un recupero della CO₂ attraverso una tecnologia di recupero molto promettente che si basa su "Calcium looping" [39]. Altri interessanti progetti di decarbonizzazione di questo settore, la cui implementazione inizierà entro i prossimi tre anni sono:

- Progetti Boral e Adbri, ancora in via di sviluppo, condotti dal consorzio del progetto Leilac, in cui si andranno a sperimentare azioni volte alla sostituzione del combustibile fossile nel forno rotativo (produzione sia di cemento che calce) sia azioni volte al sequestro della CO₂ dal fumo combusto. In particolare, il progetto è basato sulla tecnologia Calix di calcinazione a scambio di calore indiretto che permette di ottenere direttamente una corrente pura di CO₂ (i carbonati vengono calcinati senza contatto diretto con i fumi combusto, per cui la CO₂ generata non viene diluita, esattamente come nei calcinatori elettrici);
- Progetto Leilac-2, in cui dal 2023 si passerà alla fase costruttiva-implementativa del progetto presso il cementificio tedesco in Hannover della Heidelberg Materials, con l'obiettivo di sequestrare circa 100.000 t annue di CO₂;

- Cemento Solare, nato dalla partnership fra la CEMEX e la Synhelion [40] (uno dei leader nel solare da concentrazione). CEMEX per la prima volta è riuscita a ottenere clinker di cemento lavorando con un impianto solare su scala semi-industriale in Móstoles, Spagna [41].

Conclusioni

L'abbattimento delle emissioni di CO₂ nell'industria dell'acciaio e del cemento attraverserà, nei prossimi

anni, una vera e propria rivoluzione dei processi produttivi, coadiuvati da un utilizzo crescente di idrogeno verde ed energia rinnovabile. Almeno in una prima fase, però, la captazione della CO₂ ed il suo stoccaggio (CCS) saranno essenziali per raggiungere gli obiettivi di abbattimento a breve. Abbiamo visto nelle sezioni precedenti la produzione di acciaio primario produzione che in Italia però si concentra all'80% sull'acciaio "elettrico" da rottame. L'impiego dell'idrogeno insieme all'uso di energia rinnovabile potrebbe ridurre le emissioni di CO₂ per t di prodotto primario a meno di 200 kg. A livello di singoli prodotti si può notare la carenza di produzione di prodotti piani, che, quindi, vengono importati (ca. 4 milioni di t/anno). La necessità di migliorare, inoltre, le caratteristiche meccaniche di questo acciaio rende però necessaria la produzione di acciaio primario (da minerale), a meno di considerare l'opzione di importare tutto l'acciaio primario da aggiungere a quello elettrico. Scartata l'opzione importazione, dato l'elemento strategico della produzione di acciaio primario nell'ambito dell'industria nazionale, ci rimane da vedere quali sono le opzioni disponibili allo stabilimento di Taranto, che, al momento, rimane l'unico polo produttivo di acciaio.

Ci si potrebbe, inoltre, chiedere se in questo nuovo assetto produttivo, a livello italiano, l'acciaieria di Piombino potrebbe avere un ruolo.

In tutto ciò, non ci può dimenticare del surplus di

capacità esistente in Europa, *surplus* che abbassa il tasso di utilizzo degli impianti e aumenta il costo di produzione. Ci si deve, dunque, chiedere quali stabilimenti chiuderanno per eliminare i 25-30 milioni di t/anno di *surplus*. In quest'ottica una ripresa delle attività su Piombino forse ci sembra difficile da auspicare. L'opzione più semplice, ma forse anche quella più banale, è senz'altro la sostituzione di tutta la produzione BF+BOF, con una produzione basata su DRI+ EAF, ma, certamente, non ai livelli di capacità produttiva attuali, ricordando che Taranto ha una produzione potenziale di almeno 8 milioni di t annuali.

La riduzione della capacità produttiva e la contestuale sostituzione di tutti i BF+BOF con la tecnologia DRI+EAF certamente faciliterebbe il raggiungimento degli obiettivi al 2030/35 e la sostituzione del gas naturale con idrogeno quelli al 2050. Il problema centrale di questa opzione - oltre alla ridotta capacità produttiva ed al problema occupazionale - rimane nell'elevato costo di produzione a causa del costo elevato del gas naturale e dell'elettricità che porterebbe fuori mercato il prodotto. Il mantenimento di una produzione via BF+BOF necessita la cattura della CO₂ emessa, il suo stoccaggio o, in alternativa, la produzione di chemicals o, meglio ancora, la presenza di ambedue i sistemi in un rapporto 80/20.

La sostituzione di una parte del coke con gas di sintesi da rifiuti municipali o derivati e da rifiuti plastici, pur interessante dal punto di vista economico e nell'avviare un'economia circolare, vorrebbe dire concentrare nella zona di Taranto, tutti i rifiuti prodotti dalla regione Puglia e non solo. Questa soluzione ci sembra non facilmente accettabile a livello locale ma potrebbe limitarsi all'utilizzo di rifiuti plastici: il loro impatto quantitativo sulla riduzione delle emissioni sarebbe del 10-15%.

La cattura e lo stoccaggio della CO₂, al di là della necessità di individuare dove fare lo stoccaggio in Italia o all'estero, avrebbe un impatto di costo tra 200-300 € a tonnellata di prodotto, considerando un costo del CCS tra i 75 e i 150 €/t di CO₂ rimossa. Anche limitando il costo aggiuntivo a 200 € per tonnellata di acciaio, questo aggravio non ci sembra sostenibile per la nostra industria.

La conversione degli off-gas alla produzione di fertilizzanti, quali urea o prodotti quali etanolo/me-

tanolo potrebbe essere un'alternativa percorribile, considerando che tali prodotti possono avere sul mercato un valore superiore ai prodotti convenzionali in quanto sottoprodotti da "economia circolare". Ma per usare tutto il carbonio degli off-gas sarebbe necessaria una produzione dell'ordine di 200-300.000 Nm³/h di H₂, dovendo quindi installare dai 4 ai 5 GW_{el} nell'area di Taranto, dedicati allo stabilimento.

Si prefigura allora, a nostro avviso, una prima strategia mista collegata all'integrazione dell'attuale filiera BF+BOF con una produzione di fertilizzanti da off-gas e alla cattura e stoccaggio della CO₂ eccedente. Ricordiamo, infatti, che il rapporto carbone/idrogeno all'interno dei BFG e BOFG non è sufficiente all'utilizzo di tutto il carbonio presente. La produzione di fertilizzanti potrebbe partire con un assetto legato alla disponibilità di H₂ dagli off-gas e crescere man mano che la disponibilità di idrogeno verde aumenterà, riducendo la quantità di CO₂ da mandare allo stoccaggio. Una seconda strategia mista consiste nella parziale sostituzione dei BF+BOF con DRI+EAF, integrando gli off-gas da BF+BOF al gas naturale di carica al DRI. In questa seconda strategia diventa estremamente importante il tema della supply chain del minerale per il DRI. Alimentare al DRI una carica BF-grade comporta la sostituzione del EAF con la tecnologia SAF (OBF nella versione della Paul Wurth), ancora con esperienza limitata, che renderebbe più sostenibile la supply chain.

Questa strategia appare a prima vista completamente diversa da quella portata avanti dall'Unione Europea e, in particolare, dalla Francia, dalla Svezia e dalla Germania, che punta ad una chiusura graduale degli altoforni e all'utilizzo di H₂ verde. Nella sostanza si tratta di privilegiare la produzione di energia elettrica verde da idroelettrico (Svezia), da energia nucleare (Francia) e da eolico off-shore (Germania) per EAF e poi attraverso l'elettrolisi dell'acqua produrre idrogeno per il DRI, il tutto sostenuto da finanziamenti europei e nazionali. Occorre però osservare e tener conto che l'Italia possiede già una consistente e predominante filiera di produzione di acciaio da EAF che utilizza rottame - cioè acciaio "circolare" - come materia prima, diversamente dalla gran parte degli altri membri dell'UE. Quindi la strategia qui delineata



per la ristrutturazione dello stabilimento di Taranto, caratterizzato da un ciclo integrale di grande capacità, va considerata come specifica per la realtà produttiva italiana. Bisogna infatti considerare che la produzione di energia elettrica verde con le modalità sopra elencate non è sostenibile nel medio periodo nel sud Italia: l'eolico off-shore nel Mediterraneo, sostanzialmente un lago chiuso, non può avere la stessa intensità di quella del mare del Nord; l'idroelettrico ha delle buone potenzialità, ma il suo impatto ambientale genera una non facile accettazione sociale; il nucleare, infine, nel breve periodo non è una soluzione per gli alti costi di investimento e i lunghi tempi di realizzazione. Anche nella produzione dell'acciaio, una transizione "giusta" necessita che i regolatori rispettino criteri di "neutralità tecnologica" per favorire il raggiungimento degli obiettivi finali senza compromettere la competitività economica e l'equità sociale nelle differenti realtà nazionali.

Per ciò che concerne l'industria del cemento, invece, appare chiaro come per il caso italiano sia necessario favorire un'integrazione di tecnologie volte alla sua decarbonizzazione che permetta un agevole retrofitting degli impianti produttivi esistenti. L'impiego di argille calcinate e calcare, o comunque l'impiego di materie prime diverse da quelle classiche, necessiterebbe di agire sulle apparecchiature di macinazione, azioni quindi non immediate in chiave retrofitting (a meno di macinare in apparecchiature distinte le varie correnti). Analogamente, l'impiego di forni solari o comunque elettrici necessiterebbe la completa sostituzione di tali unità di processo.

Le azioni che invece potrebbero maggiormente e più agevolmente essere portate avanti sono l'integrazione di impianti di sequestro della CO₂, basati sull'impiego di tecnologie consolidate, come l'assorbimento con ammine secondarie/terziarie e a impedimento sterico, seguite, magari, da una disidratazione e una distillazione criogenica nel caso in cui si volesse ottenere una purezza della CO₂ *food grade*, che la renda quindi un prodotto commercializzabile (altrimenti ci si potrebbe limitare a purezze inferiori, dell'ordine del 96-97%vol e pensare a uno stoccaggio a valle, dal momento che il settore alimentare potrebbe assorbire un quantitativo molto limitato di CO₂ *food gra-*

de). Come riportato in precedenza, però, questo causerebbe un aumento del costo di produzione del cemento, probabilmente poco sostenibile. Sarebbe invece preferibile, e probabilmente più sostenibile dal punto di vista economico, evitare lo stoccaggio della CO₂ e renderla o un prodotto commercializzabile (vedi processo criogenico), oppure riutilizzarla per la produzione di chemicals o vettori energetici. Per fare ciò, una seconda strada possibile da accoppiare al sequestro di CO₂, il cui retrofitting potrebbe risultare non eccessivamente oneroso, potrebbe essere l'integrazione della produzione di idrogeno (da elettrolisi) da impiegare sia come parziale sostituto del coke nel processo di combustione (necessariamente da accoppiare a un altro combustibile solido, come per esempio combustibile solido secondario o plasmix) sia per la successiva idrogenazione della CO₂ sequestrata dai fumi combustibili. Volendo, infatti, mantenere i livelli di produzione di cemento circa costanti (considerando in futuro maggiori gradi di sostituzione con SCM) e la sua produzione con materie prime classiche, di fatto l'impronta carbonica potrebbe essere ridotta teoricamente a circa 550-580 kg CO₂ per t di clinker, considerando di sostituire completamente il combustibile fossile e di attuare un parziale efficientamento energetico. Questo poiché circa i due terzi delle emissioni sono ovviamente intrinseche al processo stesso, per cui l'unica via veramente percorribile che sia caratterizzata da un retrofitting degli impianti esistenti sostenibile dal punto di vista tecnico, rimane la cattura della CO₂ dai fumi combustibili.

Tornando alla possibile strategia di integrazione del processo di cattura con l'idrogenazione della CO₂, volendo soffermarsi sul caso italiano, possiamo stimare una disponibilità di poco meno di 10 milioni di t per anno di CO₂ (la produzione italiana di cemento nel 2019 è stata di 19,2 Mt). La sua idrogenazione, per esempio a metanolo, richiederebbe poco più di 15.000 milioni di Nm³ di H₂ per anno (1,35 milioni di t), che sono circa 1830 kNm³/h di H₂, per cui bisognerebbe installare 37 GW_{el} di elettrolisi. Considerando l'impianto PEM operativo più grande al mondo oggi (in Canada), che comprende 4 unità da 5 MW, significherebbe avere circa 7400 unità da 5 MW solo per la conversione della CO₂ sequestrata dai fumi. Si deve però

poi considerare l'idrogeno da impiegare come parziale sostituto nel processo di combustione: il consumo di combustibile è fortemente legato alla tipologia di processo di produzione. Pensando di impiegare H₂ per sostituire circa 1,5 GJ/t di clinker rispetto alla media dei 3,3-3,5 GJ/t dei vari processi a secco (riducendo di circa 100-120 kg/t le emissioni di CO₂), ai precedenti 1830 kNm³/h di H₂ ne andrebbero aggiunti altri 326 kNm³/h, il che determina un ulteriore incremento della capacità di elettrolisi richiesta. Sembrerebbe, quindi, più opportuno impiegare altri combustibili alternativi in miscela, come per esempio CSS, biomasse e plasmix. A oggi il tasso medio di miscelazione dei combustibili alternativi rispetto al fossile è di circa 1/4 in massa, ma è destinato ad aumentare.

Altra possibile strategia, che andrebbe a ridurre in parte i costi dovuti al trattamento dei gas combustivi e ad agevolare notevolmente il processo di sequestro della CO₂, potrebbe essere l'ossicombustione nel forno rotativo. Questo processo potrebbe sfruttare l'ossigeno, prodotto secondario dell'elettrolisi, già presente in impianto nel caso di accoppiamento con elettrolizzatore. I passi da compiere per implementare l'ossicombustione sono, oltre alla necessità di lavorare sul bruciatore e sul profilo termico nei forni, la sostituzione dell'apparecchiatura di raffreddamento del clinker ad aria con una a CO₂. A valle per il sequestro di anidride carbonica si deve poi impiegare una CPU. Un'ultima strategia legata all'ossicombustione è infine la bio-ossicombustione, con accoppiamento a un fotobioreattore, progetto portato avanti su scala industriale in Messico e su scala pilota in Germania (ci sono inoltre già studi in essere in Nord Italia). Tale tecnologia, però, ha forti limiti dovuti al trasferimento effettivo di energia solare o da altra fonte energetica luminosa allo slurry di acqua e biomassa presente nelle vasche biologiche e dovuti al trasferimento di materia della CO₂ dai fumi combustivi al bulk liquido, per cui risulta essere ancora lontana dal TRL9 ma di agevole retrofitting. Molto promettente risulta, infine, essere la tecnologia Calix e il calcium looping; quest'ultima però darebbe buoni risultati esclusivamente se integrata al processo stesso, per cui richiederebbe la sostituzione del calcinatore e l'impiego di ossicombustione.

BIBLIOGRAFIA

- [1] G. Iaquaniello *et al.*, *BMC Chemical Engineering*, 2019 December 1st, DOI: 10.1186/s42480-019-0006-8
- [2] www.statista.com/statistics/864900/share-of-renewable-energy-electricity-consumption-european-union-eu28/
- [3] 1.5 °C target: an inconvenient truth, *The Economist*, November 5th-11th, 2022.
- [4] World Steel Association, Sustainability Indicators, [worldsteel.org](https://www.worldsteel.org/), 2021.
- [5] https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjfsr7w2O38AhW6hf0HHSuDCwsQFnoECBgQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.oecd.org%2Findustry%2Ffind%2Fitem_10_IEA.pdf&usg=AOvVaw0I7KW0YbONWe_m_xJkwzTK
- [6] **Material Economics- A Powerful force for Climate Change**, IEA ETP, Beyond 2 C Scenario.
- [7] www.mckinsey.com/industries/metals-and-mining/our-insights/decarbonization-challenge-for-steel
- [8] **EUA prices** <https://sandbag.org.uk/carbon-price-viewer>
- [9] https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-green-deal/2030-climate-target-plan_en
- [10] <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEWj1s6rH2O38AhWagv0HHZs-AssQFnoECA4QAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.eurofer.eu%2Fassets%2FUploads%2FEUROFER-Low-Carbon-Roadmap-Pathways-to-a-CO2-neutral-European-Steel-Industry.pdf&usg=AOvVaw1fKDPmnl6f2v-jlw8gMUVb>
- [11] IEA report sept 2020, www.iea.org
- [12] Innovative Industrial transformation of the steel and chemical industries of Europe" (INITIATE project), <https://www.initiate-project.eu/>
- [13] L. Basini, *Catalysis Today*, 2006, **117**(4), 384.
- [14] Comunicazione privata con PW Italia, marzo 2022.



- [15] Hybrit-Hydrogen breakthrough Ironmaking Technology, <https://www.hybritdevelopment.se/en/>
- [16] www.technologyreview.com/2018/09/24/2024
- [17] *Steel Res. Int.*, 2020, DOI: [10.1002/srin.202000110](https://doi.org/10.1002/srin.202000110)
- [18] www.iea.org/reports/iron-and-steel-technology-roadmap
- [19] IEA. Transforming Industry through CCUS, www.iea.org/publications/reports/TransformingIndustrythroughCCUS/
- [20] Umweltbundesamt. Treibhausgas Emissionen seit 1990 nach Gasen, 2018.
- [21] W. Shen, L. Cao *et al.*, *Energy Rev.*, 2015, **50**, 1004.
- [22] IEA, Technology Roadmap Low-Carbon Transition in the Cement Industry, 201
- [23] D.N. Huntzinger, T.D. Eatmon, *J. Cleaner Prod.*, 2009, **17**, 668.
- [24] M. Schneider, M. Romer *et al.*, *Cem. Concr. Res.*, 2011, **41**, 642.
- [25] D.J. Barker, S.A. Turner *et al.*, *Energy Procedia*, 2009, **1**, 87.
- [26] GaBi 9.2. Software-System and Data base for Life Cycle Engineering, thinkstep AG, Leinfelden-Echterdingen, Germany, 2019.
- [27] Swiss Centre for Life Cycle Inventories. ecoinvent Data V 3.3, 2016.
- [28] C. Valderrama, R. Granados *et al.*, *J. Cleaner Prod.*, 2012, **25**, 60.
- [29] J. Skibsted, R. Snellings, *Cem. Concr. Res.*, 2019, **124**, 105799, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2019.105799>
- [30] B. Lothenbach, K. Scrivener, R.D., Hooton, *Cem. Concr. Res.*, 2011 **41**, 1244, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2010.12.001>
- [31] IEA, CSI, Technology Roadmap: Low-Carbon transition in the Cement Industry, 2018.
- [32] K.L. Scrivener, V. John, E.M. Gartner, Eco-efficient cements: potential, economically viable solutions for a low-CO₂, cement-based materials industry, United Nations Environmental Programme (UNEP), 2016.
- [33] M.C.G. Juenger, R. Snellings, S.A. Bernal, *Cem. Concr. Res.*, 2019, **122**, 257, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2019.05.008>
- [34] T. Hanein, K.-C. Thienel *et al.*, *Mater. Struct.*, 2022, **55**, 3, DOI: <https://doi.org/10.1617/s11527-021-01807-6>
- [35] K. Scrivener, F. Avet *et al.*, *Green Mater.*, 2019, **7**, 3, DOI: <https://doi.org/10.1680/jgrma.18.00029>
- [36] M. Steenberg, D. Herfort *et al.*, Proc. of the 13th International Congress on the Chemistry of Cement, Madrid, 2011, p. 97.
- [37] V. Mancini, N. Verdone *et al.*, *Energy Conversion and Management*, 2022, **260**, 115577.
- [38] <http://www.cleanker.eu/home-page-it>
- [39] <https://www.itri.org.tw/english/Calcium-Looping-CO2-Capture-Technology?CRWP=621024013054352667>
- [40] <https://synhelion.com/solar-heat>
- [41] <https://energia.imdea.org/en/el-proyecto-sun-to-liquid-publica-en-la-revista-cientifica-joule-el-exito-en-la-produccion-termoquimica-de-queroseno-utilizando-energia-solar-agua-y-co2-en-una-instalacion-solar-experimental-integral/>

Which is the Best Strategy to Decarbonize the Hard-to-Abate Industrial Sectors?

The decarbonization of an industrial sector consists of a series of actions aimed primarily at reducing direct and indirect emissions of greenhouse gases, mainly carbon dioxide, generated during production processes. The cement and steel sectors are today responsible for around 15% of total anthropic carbon dioxide emissions, for this reason their decarbonization is of fundamental importance in attempting to achieve the European objectives to reduce the industrial sector carbon footprint by 2030 and 2050. This article reports a critical evaluation of the possible actions, both upstream and downstream, and on specific processes, which could make the hard-to-abate industry a virtuous sector with a lower environmental impact.