



**INDUSTRIAL
DECARBONIZATION
PACT**

IN COLLABORAZIONE CON

BCG

**INDUSTRIAL DECARBONIZATION PACT:
UN'ALLEANZA PER LA PIENA DECARBONIZZAZIONE
DEI SETTORI HARD TO ABATE**

INDICE

1 Premessa	2
2 La sfida europea della decarbonizzazione e il ruolo chiave dei settori Hard to Abate	3
2.1. Race to Net-Zero: un'ulteriore spinta per il raggiungimento della Carbon Neutrality	3
2.2. Il percorso dell'Italia	4
2.3. L'industria Italiana e il ruolo dei settori Hard to Abate	6
2.4. Le novità introdotte dall'EU-ETS – Emission Trading System	11
2.5. L'impatto di un "Do nothing scenario"	12
3 Leve e strategia di decarbonizzazione dei settori Hard to Abate	16
3.1. L'analisi dei processi produttivi dei settori interessati e l'individuazione delle leve	16
3.2. La definizione della strategia di decarbonizzazione dei settori Hard to Abate	16
3.2.1. Cemento	21
3.2.2. Acciaio	21
3.2.3. Vetro	21
3.2.4. Chimica	22
3.2.5. Carta	22
3.2.6. Ceramica	23
3.2.7. Fonderie	23
3.3. Il problema del sourcing di energia verde	25
4 Fattori abilitanti per la decarbonizzazione	27

1

Premessa

La decarbonizzazione per l'industria è la sfida per creare un **nuovo paradigma di innovazione** che farà la differenza tra chi rimarrà attore protagonista e chi rischia di scomparire. Per alcuni settori (Chimica, Cemento, Acciaio a Ciclo Integrato, Acciaio da forno Elettrico, Carta, Ceramica, Vetro e Fonderie) storicamente definiti "Hard to Abate" la sfida delle riduzioni delle emissioni è ancora più costosa e complessa. Per alcuni settori i costi sono enormi considerato anche l'equivalente prezzo della CO₂, e in ogni caso alcune tecnologie potrebbero non essere ancora mature o semplici da implementare nei processi core delle fabbriche.

Per fronteggiare tale complessità, questi settori, per loro natura "Hard to Abate", rappresentano la soluzione e non il problema alla transizione in senso verde e circolare dell'economia. Per questo intendono assumere il ruolo di **leader nel processo di decarbonizzazione**, creando valore per le industrie e fornendo un contributo essenziale alla società.

Le associazioni hanno dato dunque vita ad **IDP (Industrial Decarbonization Pact)** per promuovere iniziative strategiche in questo ambito: **lo studio in questione nasce come prima iniziativa di IDP in collaborazione con BCG per dare un contorno chiaro e "fact based" al percorso di decarbonizzazione identificando leve e requisiti per raggiungere l'obiettivo "Net Zero"**.

2

La sfida europea della decarbonizzazione e il ruolo chiave dei settori Hard to Abate

2.1. Race to Net-Zero: un'ulteriore spinta per il raggiungimento della Carbon Neutrality

Nel 2015 i leader mondiali si sono incontrati a Parigi, alla “Conferenza delle Parti” (COP21) dove hanno deciso di **limitare l'aumento della temperatura globale entro la fine del secolo ben al di sotto dei 2°C**, impegnandosi a **non superare la quota di 1,5°C**.

Secondo l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), limitare il riscaldamento globale a 1,5°C richiede che le emissioni nette di diossido di carbonio (CO₂) causate dall'uomo si riducano del 40% entro il 2030 e si azzerino entro il 2050.

Nel quadro dell'Accordo di Parigi ciascun Paese si è impegnato a creare un piano nazionale indicante la misura della riduzione delle proprie emissioni, detto Nationally Determined Contribution (NDC) o “contributo determinato a livello nazionale”.

I Paesi concordarono che ogni cinque anni avrebbero presentato un piano aggiornato che rifletteva la loro massima ambizione possibile in quel momento.

Nel novembre dello scorso anno, gli stessi Paesi si sono riuniti alla **COP26 di Glasgow** (ritardato di un anno a causa della pandemia) a presentare piani aggiornati di riduzione delle proprie emissioni.

Gli impegni presi a Parigi non sono sufficienti per limitare il riscaldamento globale a 1,5° C, ed i singoli Paesi hanno preso **impegni più stringenti e annunciato considerevoli investimenti per assicurare il supporto alla transizione e quindi contenere l'aumento della temperatura a 1,5° C**.

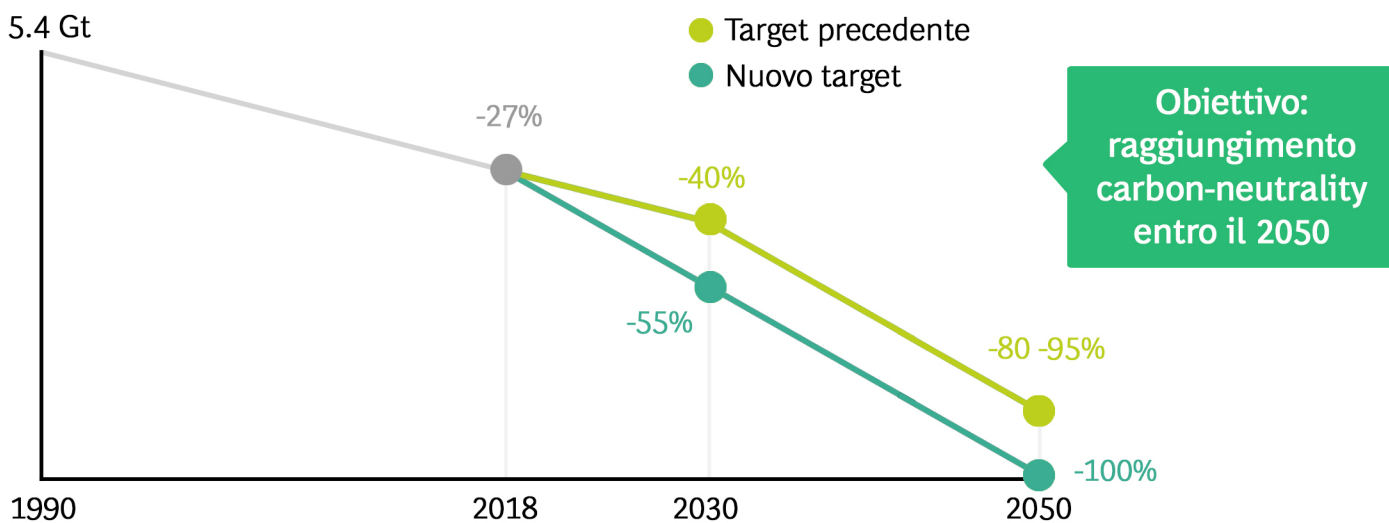
Uno degli elementi più significativi emersi durante la COP26 riguarda l'intesa di oltre 40 paesi e alcune decine di organizzazioni che hanno deciso di **abbandonare gradualmente l'utilizzo di energia elettrica a carbone**, e di smettere di investire nella costruzione di nuovi impianti.

L'accordo dovrebbe consentire di ridurre sensibilmente le emissioni che causano il riscaldamento globale, ma alcuni grandi consumatori di carbone come Cina, India, Australia e Stati Uniti non hanno sottoscritto l'intesa. Tra i firmatari ci sono comunque Polonia, Ucraina, Canada e Vietnam, che utilizzano ogni anno grandi quantità di carbone per produrre energia elettrica. Anche l'Italia ha firmato l'accordo.

In questo quadro, **la Commissione Europea a luglio 2021 ha adottato il pacchetto climatico “Fit for 55”**, che individua le proposte legislative per raggiungere entro il 2030 gli obiettivi del Green Deal. In particolare, **la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 55% rispetto ai livelli del 1990**, con l'obiettivo di arrivare alla **“carbon neutrality” per il 2050**.

L'Europa ha un ambizioso programma di decarbonizzazione

Emissioni di gas serra in Europa, 1990-2050 (Gt CO₂ e inclusivi di LULUCF*)



*Land Use, Land Use change and Forestry - Fonte: EU, europeanclimate.org

2.2. Il percorso dell'Italia

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) rappresenta sicuramente uno slancio ed un'opportunità a cui farà seguito un Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) che delineerà uno scenario in termini di riduzione delle emissioni in linea con gli obiettivi ambiziosi del Green Deal europeo.

Stante l'attuale impianto regolatorio infatti, **l'Italia non sarebbe in grado di assicurare gli obiettivi di piena decarbonizzazione¹:**

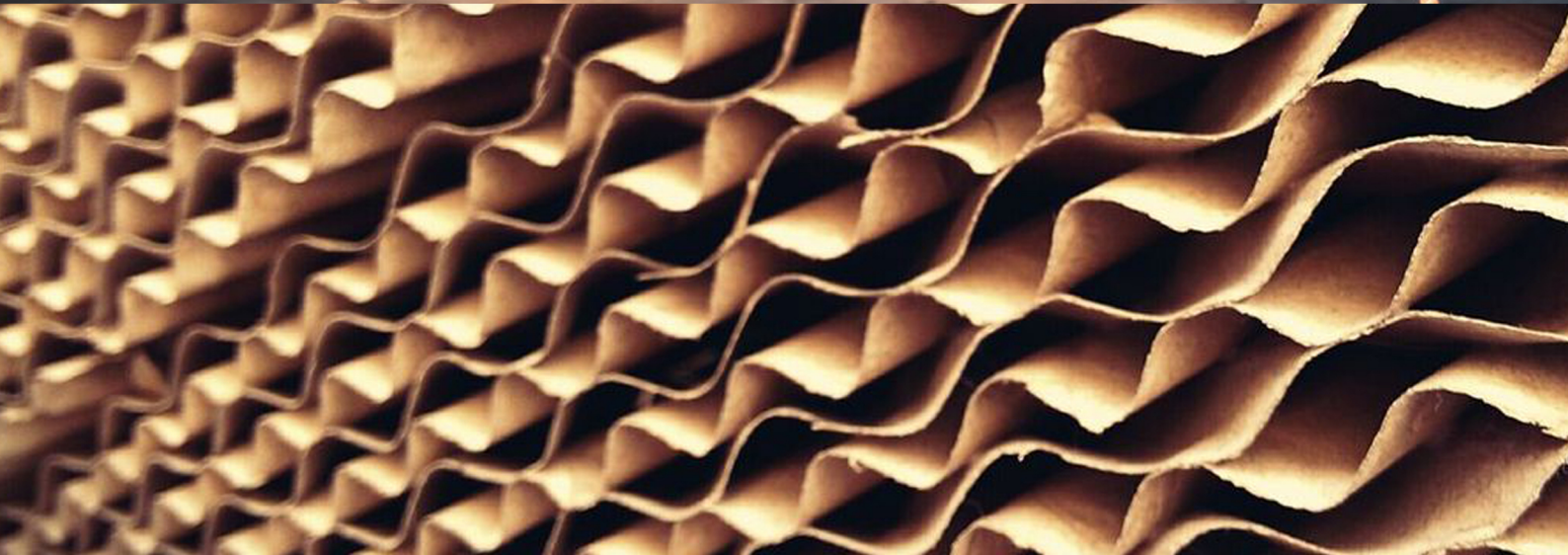
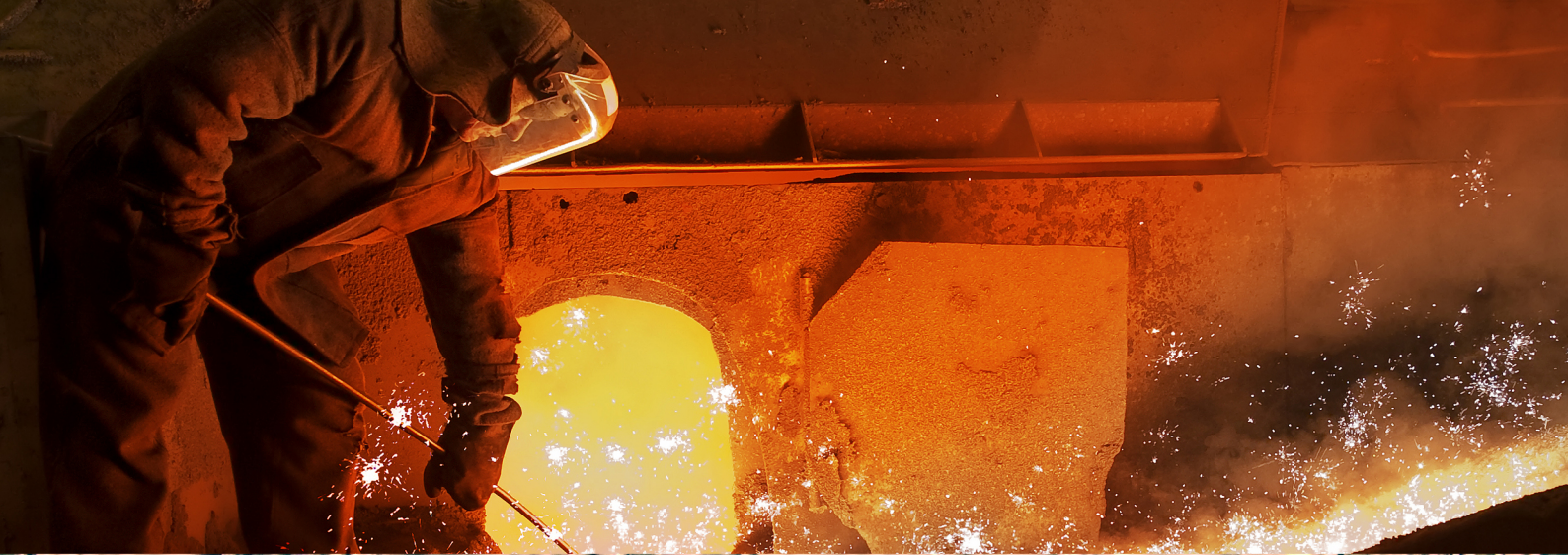
- La proiezione della curva di riduzione delle emissioni nello scenario "Policy correnti" (Business As Usual) vedrebbe le **emissioni al 2030 ridursi di circa il 25% rispetto al 1990**
- Le misure aggiuntive previste dal **PNIEC 2020** consentirebbero di **raggiungere un target in termini di riduzione delle emissioni pari al -38% al 2030 rispetto al 1990**, comunque distante rispetto agli obiettivi dettati dal Green Deal europeo ovvero -55%

¹Nota: Scenario "Policy correnti" da "Integrated national energy and climate plan – 2019".

Scenario PNIEC relativo da "PNIEC_finale_17012020".

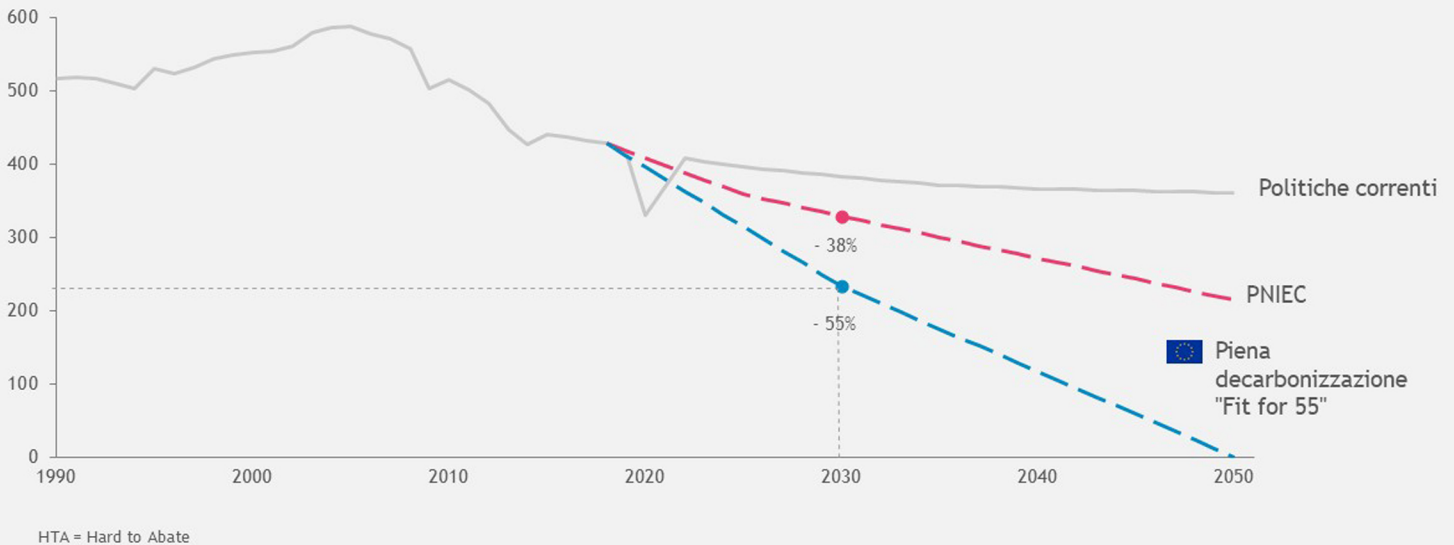
Emissioni 2020 stimate da "Analisi dei dati sulla stima tendenziale delle emissioni

in atmosfera di gas serra – anno 2020" ISPRA, ipotizzato ritorno alle emissioni previste pre COVID nel 2022



L'Italia ad oggi non é in grado di garantire gli obiettivi di piena decarbonizzazione

Emissioni Gas effetto serra in Italia
Mt CO₂e



Copyright © 2021 by Boston Consulting Group. All rights reserved.

Il Ministero dello Sviluppo Economico in questi mesi sta predisponendo - con il Ministero della Transizione Ecologica ed il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili - il nuovo PNIEC che verrà pubblicato quest'anno.

È cruciale che **all'interno del nuovo PNIEC vengano recepite misure specifiche per i settori energivori** e quindi a più alta intensità emissiva, i cosiddetti settori **"Hard to Abate"**, fino ad oggi mai ricompresi nel PNIEC, per i quali la transizione ecologica richiede elevati investimenti, l'utilizzo di nuove tecnologie e di leve innovative.

2.3. L'industria Italiana e il ruolo dei settori Hard to Abate

Seguendo il Corporate Accounting and Reporting Standard del Greenhouse Gas Protocol, le emissioni sono generalmente suddivise in tre ambiti:

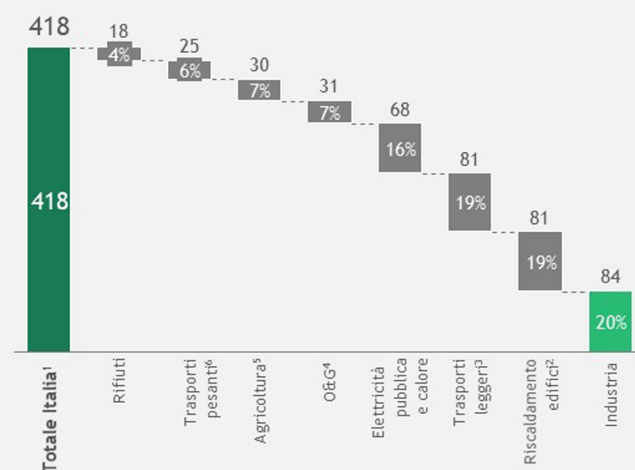
- Lo Scope 1 interessa le emissioni che derivano dalle attività produttive degli impianti, inclusa la combustione in loco di carburanti e combustibili
- Lo Scope 2 interessa le emissioni che derivano dall'impiego di elettricità, vapore, calore e/o raffreddamento acquistati da terzi
- Lo Scope 3 interessa le emissioni a monte e a valle della catena del valore, tra cui i prodotti acquistati, il trasporto delle forniture e i viaggi d'affari, lo smaltimento dei prodotti e l'utilizzo di quelli venduti².

² Secondo i dati aziendali riportati al CDP, le emissioni di Scope 3 sono mediamente quattro volte maggiori delle emissioni dirette.

Il CDP è un'organizzazione no-profit che supporta le società nella divulgazione del loro impatto climatico e ambientale. Nel 2018, circa 7.000 aziende hanno risposto ai questionari del CDP, divulgando dati sulle emissioni e sul proprio approccio complessivo al cambiamento climatico.

Tra tutti i settori responsabili delle emissioni di gas serra, l'Industria è tra i primi responsabili di emissioni dirette (scope 1)

Emissioni dirette (scope 1) di gas serra Italia¹
MtCO₂eq; 2019



Breakdown emissioni dirette nei settori industriali
MtCO₂eq; 2019



1. Totale senza LULUCF e non inclusive delle emissioni dell'aviazione civile come da articolo 3h Direttiva 2003/87/EC; 2. Edifici include: Commerciale, residenziale, Militare e altro non espressamente indicato; 3. Ripartizione emissioni basata su report consumo carburante per tipo veicolo, Trasporti leggeri include "Passenger cars"; 4. Raffinerie, produzione di combustibili solidi, dispersione di gas; 5. Include agricoltura e pesca; 6. Trasporti pesanti, valutato come complementare delle emissioni dei trasporti leggeri, include veicoli commerciali, veicoli pesanti, altro. Nota: voce 'Produzione Energia' divisa in Elettricità Pubblica e calore e O&G in rapporto 70%-30% rispettivamente in base a dati 2018. Fonte: Analisi trimestrali ISPRA delle emissioni in atmosfera di gas serra 2020 vs. 2019 per il quarto trimestre dell'anno.

In termini di emissioni dirette Scope 1, **l'industria Italiana si posiziona al primo posto con emissioni di CO₂ equivalenti a 84 milioni di tonnellate, pari al 20% del totale Italiano.**

Di queste 84 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente, **circa il 64% sono ascrivibili ai settori Hard to Abate**, ovvero: Chimica, Cemento, Acciaio a ciclo integrato, Acciaio da forno elettrico, Carta, Ceramica, Vetro e Fonderie.

Il peso di questi settori è estremamente rilevante per il tessuto industriale Italiano anche da un punto di vista **economico, occupazionale e di sistema:**

- Rappresentano circa 88 miliardi di euro di Valore Aggiunto Lordo, pari al 5% del totale nazionale
- Sono settori votati all'export con il 55% del fatturato generato fuori dall'Italia⁴
- Occupano circa 700 mila posti di lavoro⁵

⁴ Fonti: Dati 2019 condivisi dalle varie associazioni, ISTAT, stime BCG

⁵ Calcolato considerando lavoro Diretto, indiretto e indotto calcolato secondo il modello Input-Output; considerato ultimo dato disponibile del numero di addetti diretti condiviso dai settori in analisi e dati ISTAT; occupati indiretti e indotti calcolati in base a tabelle input output rese disponibili dall'OECD; Calcolo in base ad addetti diretti e ratio moltiplicatori Indiretto/Diretto e Indotto/Diretto per il settore 'Manufacturing'.

Fonte: OECD; Associazioni coinvolte; Analisi BCG

Valore aggiunto lordo Hard to Abate

88 mld€³

VAL HTA

5%

IMPATTO TOTALE
SU VAL ITALIANO

INDOTTO

INDIRETTO

DIRETTO

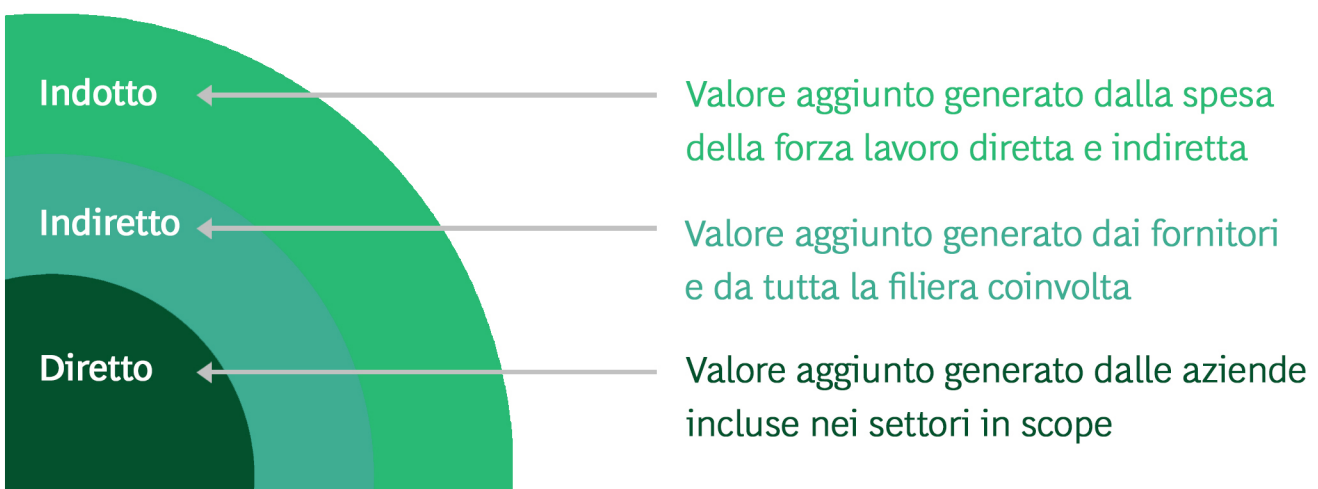
21%

49%

29%

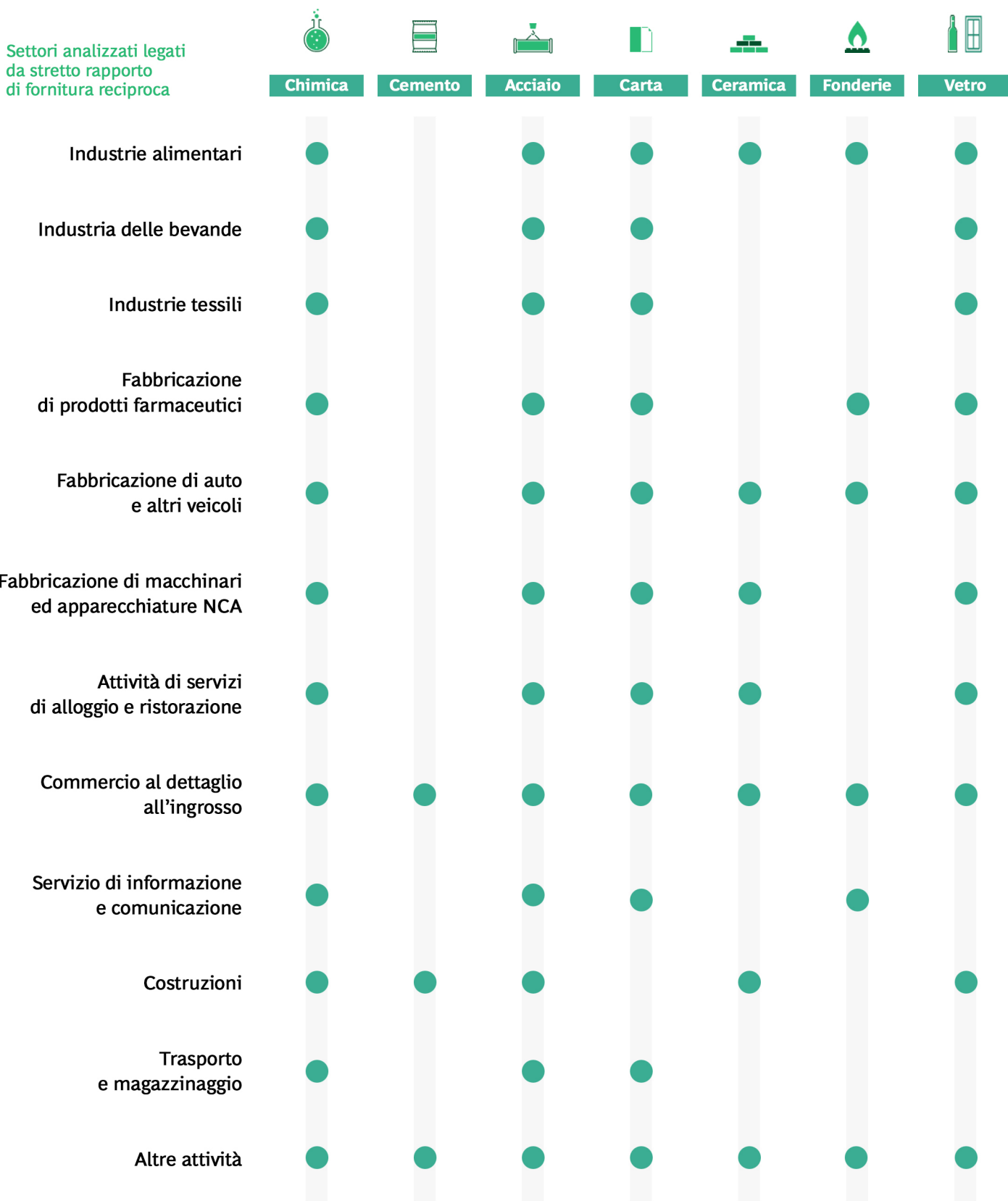
I settori Hard to Abate

- Sono parte integrante della filiera economica italiana, essendo direttamente o indirettamente fornitori di innumerevoli settori a valle della catena del valore, fra cui ad esempio l'industria alimentare, bevande, tessile, farmaceutica, automotive, costruzioni, logistica, commercio al dettaglio e all'ingrosso
- Rappresentano già oggi un'eccellenza dell'economia circolare italiana, massimizzando il riutilizzo di scarti da altre industrie e valorizzando scarti e sottoprodotti dei rispettivi processi produttivi



Nota: calcolo impatti con modello Input-Output
Fonte: ISTAT, BCG Analysis





Gli *Hard to Abate* sono parte centrale della filiera italiana rifornendo tutti i settori a valle ed essendo fortemente interconnessi



Gli *Hard to Abate* italiani si sono già attivati per implementare iniziative di sostenibilità, in particolare legati all'economia circolare

Fact & figures settori HTA Italiani

Confronto con Benchmark Europeo

<p>Chimica</p>  <p>38% rifiuti avviati a ripristino ambientale, 27% rifiuti avviati al riciclo, solo il 5% dei rifiuti avviati in discarica</p> <p>-31% consumi spec. di acqua dal 2015</p>	<p><i>Non disponibili</i></p>
<p>Cemento</p>  <p>20% utilizzo di combustibili di recupero (rifiuti solidi secondari), in crescita ma ancora limitato da comunità locali e regolamentazione</p> <p>7% delle materie prime da by product di altre industrie</p>	<p>47% utilizzo combustibili di recupero media Europa (Austria al 1° posto all'80%)</p>
<p>Acciaio</p>  <p>85% della produzione da riciclo del rottame ferroso (elettrosiderurgia)</p> <p>Scarti ridotti al minimo grazie all'impiego dei sottoprodotti in altri settori</p> <p>Recupero di energia termica a favore delle comunità locali (teleriscaldamento)</p>	<p>43% (Media UE) della produzione da elettrosiderurgia</p> <p>Italia al primo posto in UE per il riciclo del rottame ferroso e per efficienza energetica dei processi siderurgici</p>
<p>Carta</p>  <p>>60% delle materie prima da fibre secondarie</p> <p>87% di riciclo nell'imballaggio</p> <p>12 tonnellate al minuto di carta riciclata (più di 3 milioni di tonn ogni anno).</p> <p>Indicatore di Circolarità di Materia pari a 0.79</p>	<p>Obiettivo 85% di riciclo nell'imballaggio al 2030</p> <p>55% delle materie prime da fibre secondarie</p>
<p>Ceramica</p>  <p>108% fattore medio di recupero acque (acque riutilizzate vs acque reflue prodotte)</p> <p>129% fattore medio riciclo scarti solidi (rapporto tra gli scarti recuperati e prodotti)</p> <p>8,7% copertura fabbisogno MP da riutilizzo scarti solidi</p>	<p><i>Non disponibili</i></p>
<p>Fonderie</p>  <p>50-70% riutilizzo rottame nella carica dei forni</p> <p>95% terre esauste recuperato in altre industrie</p>	<p>40-50% utilizzo medio del rottame in Europa, Italia tra i primi paesi in termini di utilizzo di materie di riciclo</p>
<p>Vetro</p>  <p>79% tasso di riciclo vetro da imballaggi</p> <p>50% impiego rottami in sostituzione materie prime</p> <p>17,1% tasso medio di riutilizzo (CMU) della materia vetrosa</p>	<p>Target al 2025 75% tasso medio di riciclo richiesto a livello europeo al 2025 (Italia già > target)</p> <p>11,7% media CMU a livello europeo</p>

Fonte: rapporto di sostenibilità fornito dalle associazioni di categoria; informazioni disponibili sui siti web delle associazioni di categoria



Un indebolimento di questi settori **metterebbe a serio rischio la tenuta del sistema industriale italiano**. Tale rischio è concreto, essendo questi settori esposti a due fattori esogeni estremamente critici:

- **Svantaggio competitivo** verso concorrenti europei in termini di **costo dell'energia e accesso a vettori energetici green** (quali ad esempio la biomassa)
- **Impatto dalla “Fase 4” dell'EU ETS – Emission Trading System** che è basato su un metodo “cap & trade”

2.4. Le novità introdotte dall'EU ETS – Emission Trading System

Il sistema europeo di scambio di quote di emissione di gas ad effetto serra stabilisce un **tetto massimo annuale** (“cap”) alle emissioni inquinanti in Europa prodotte dalle imprese, appartenenti al settore industriale e all'aviazione⁶.

Ogni soggetto vincolato da tale meccanismo riceve ogni anno un **determinato numero di quote di emissione EUA-European Unit Allowance**, dove ciascuna autorizza ad emettere 1 tonnellata di CO2 equivalente, ed entro il 30 aprile deve restituire le quote corrispondenti alle emissioni prodotte nell'anno precedente.

Se queste ultime sono superiori al cap assegnato, l'impresa deve acquistare le quote mancanti sul mercato EU ETS, viceversa può vendere le quote in eccedenza oppure accantonarle per il periodo successivo (trade).

⁶Soggette alla Direttiva 2018/410/UE (recepita in Italia con il d.lgs n.47/2020)

La Fase 4 dell'EU-ETS prevede **l'introduzione di forti limitazioni a partire dal 2021 tali per cui l'utilizzo di crediti internazionali (CER/ERU) non sarà più consentito.**

Inoltre, la Commissione Europea attraverso il pacchetto "Fit For 55" ha di recente proposto (luglio 2021) di **alzare l'ambizione sui target di riduzione delle emissioni di gas serra proponendo di accelerare la riduzione delle quote gratuite previste dal meccanismo ETS,** passando da un tasso di riduzione del 2.2% anno al 4.2% anno.

2.5 L'impatto di un "Do nothing scenario"

A causa dell'incremento dei volumi di produzione attesi, in assenza di contromisure volte a diminuire l'intensità emissiva dei settori Hard to Abate, si stima che **le emissioni di Scope 1 di tali settori raggiungerebbero 62 milioni di tonnellate di CO2 equivalente al 2030,** rispetto ai 54 milioni del 2019.

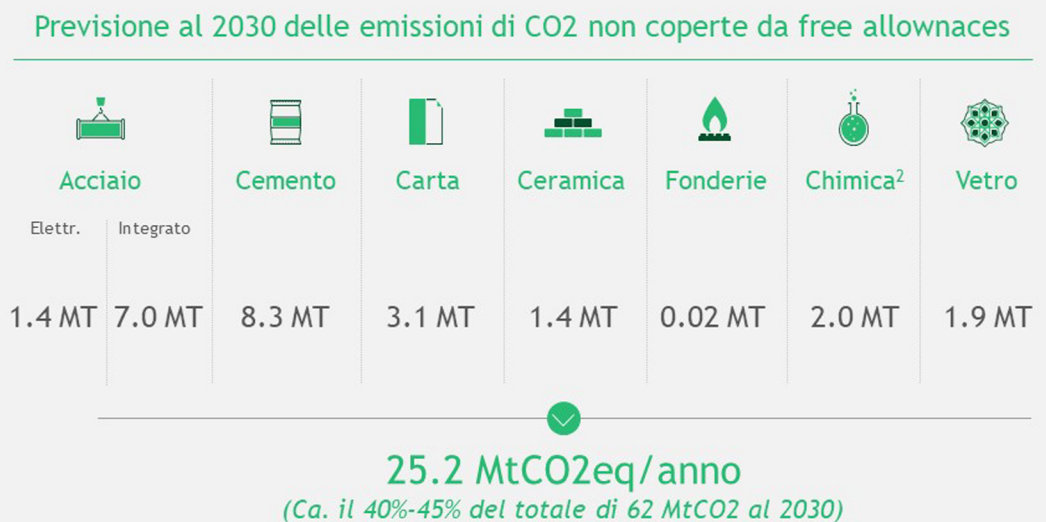
In base alle novità introdotte dal regime EU-ETS, a cui sono soggette gran parte delle emissioni dei settori Hard to Abate, si stima che **al 2030 più del 40% delle emissioni di tali settori non sarà coperta da free allowances di CO2 equivalente.**

Scenario do nothing

Nel 2030, la fase 4 del meccanismo ETS potrebbe potenzialmente portare fino a 25.2 MT di emissioni non coperte da free allowances

La Commissione Europea ha di recente proposto (Luglio 2021) di **alzare l'ambizione sui target di riduzione delle emissioni di gas serra proponendo di accelerare la riduzione delle quote gratuite** previste dal meccanismo ETS

-2.2% anno
↓
-4.2% anno

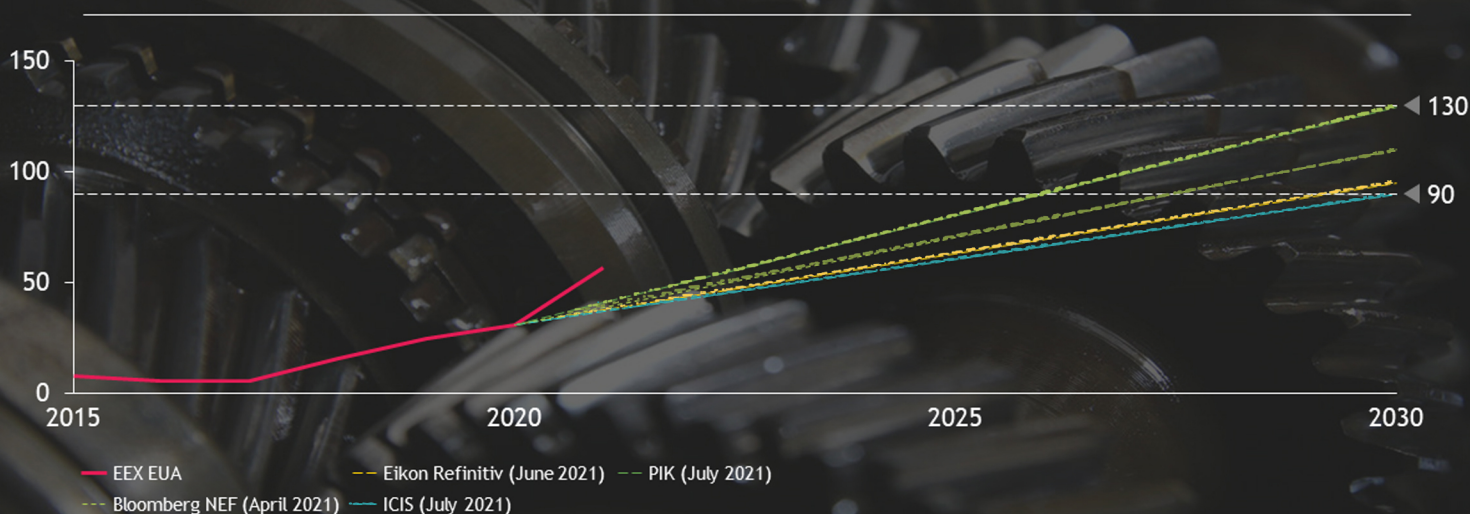


ETS: Emission Trading System Nota: emissioni totali di Scope 1

1. Valori non coperti da free allowances ancora in discussione specialmente per quei settori dove per primi è prevista l'entrata in vigore del CBAM (e.g., Acciaio, Cemento) 2. Include analisi abbattimento su una selezione di 5 processi rappresentativi del settore (Produzione di bicarbonato, Etilene e derivati, Ammoniaca, Intermedi per fibre tessili, Paraffine e Olefine)

Gli scenari relativi ai prezzi della CO2 mostrano un incremento atteso fino a 90-130 €/ton al 2030

Scenari di prezzi della CO2 (€/ton)



PIK: Postdam Institute Climate Reseach
Source: EEX, Climatecake; Bloomberg; Eikon Refinitiv; SPGlobal.

Inoltre, i principali consensus proiettano uno **scenario di prezzi della CO2 in aumento dagli oltre 65 €/tonnellata raggiunti nel 2021 fino a 90-130 €/tonnellata al 2030**⁷.

Questo scenario metterebbe a serio rischio l'industria italiana: l'effetto derivante dall'aumento delle emissioni non coperte da free allowance e dell'incremento del prezzo della CO2 porterebbe ad una **erosione del Margine Operativo Lordo (MOL) dei settori di circa 2,1-2,7 miliardi di euro all'anno**, pari a circa il 20-25% del totale MOL cumulato di tutti i settori, con alcuni di essi (Acciaio a ciclo integrato, Cemento e Carta) particolarmente penalizzati da una erosione del MOL di oltre il 50%.

Di fronte a questo fortissimo stress dei margini, i possibili impatti sull'industria Italiana sarebbero drammatici:

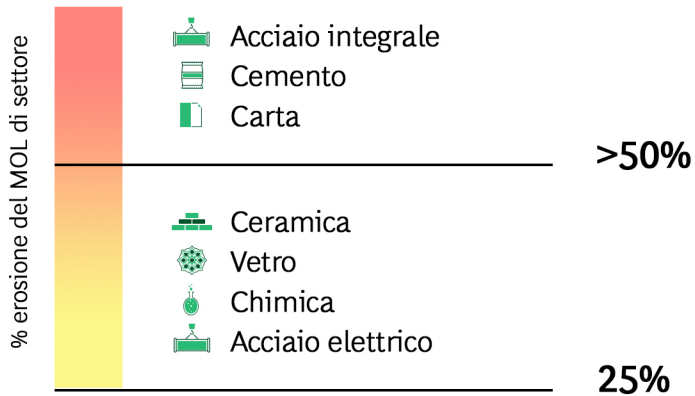
- **Chiusura/delocalizzazione degli impianti** e significativi ridimensionamenti organizzativi
- **Taglio dei costi e soprattutto degli investimenti** per sostenere le perdite
- **Perdita dell'opportunità di riprendere quote di mercato** a seguito dell'introduzione del Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)

In definitiva, si stima che il "Do nothing scenario" comporterebbe oltre **300mila posti di lavoro a rischio**.

⁷ Fonte: EEX, Climatecake; Bloomberg; Eikon Refinitiv; SPGlobal. Analisi BCG

L'impatto di un Do nothing scenario metterebbe a repentaglio l'esistenza dell'industria in Italia...

Analisi impatto decarbonizzazione scope 1
% erosione MOL dei settori da Crescita CO2



Possibili impatti sull'industria

- Chiusura/delocalizzazione** e significativi ridimensionamenti organizzativi
- Tagli costi** e investimenti per sostenere le perdite
- Perdita dell'opportunità** di riprendere quote di mercato a seguito dell'introduzione del CBAM

...con forti conseguenze già nel 2030

2030

2,1-2,7 mld €/anno*

costi CO2
20%-25% MOL dei settori

2050

>7 mld €/anno*

costi CO2
>40% MOL dei settori

~340mila posti di lavoro a rischio**



CBAM: Carbon Border Adjustment Mechanism

* Ipotesi di emissioni costanti dal 2030 al 2050, scenario di prezzo della CO² al 2030 a 80-105€/ton, al 2050 > 125 €/ton

** Ipotesi di esuberi ca 50% della forza lavoro

Fonte: Istat, Refinitiv, Rapporto 308/2020 ISPRA, Associazioni di categoria, CDP, Analisi BCG



3

Leve e strategia di decarbonizzazione dei settori Hard to Abate

3.1. L'analisi dei processi produttivi dei settori interessati e l'individuazione delle leve

Lo studio ha coinvolto le principali industrie esponenti delle varie Associazioni coinvolte, che hanno supportato BCG nel:

- Individuare per ciascuno step produttivo le **emissioni dirette di Scope 1**
- Definire, per ciascuno step, le possibili leve applicabili valutandone il **trade-off, la maturità tecnologica ed il costo** (CAPEX e OPEX), definendone anche l'**orizzonte temporale di implementazione**, traguardando gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 ed al 2050
- Determinare quali leve costituiscono un **quick-win** per facilità, rapidità e costo di implementazione e quali leve sono da considerarsi invece **"strategiche"**, la cui fattibilità ad oggi è limitata data la maturità tecnologica e dall'alto costo di implementazione, ma il cui impatto è elevato
- Definire le **linee guida per l'adeguamento dell'impianto regolatorio** esistente necessario ad abilitare l'implementazione delle leve

3.2. La definizione della strategia di decarbonizzazione dei settori Hard to Abate

In sintesi, le leve individuate possono essere distinte fra leve **"tradizionali"** e leve **"strategiche"**.

Le leve tradizionali sono le seguenti:

- **Efficienza energetica**, attraverso revisione dei processi produttivi per ridurre le necessità di energia (termica ed elettrica) necessaria a parità di output prodotto
- **Economia circolare**, attraverso Riutilizzo scarti di produzione/materiali riciclati
- **Combustibili e materie prime low carbon**, realizzabile tramite sostituzione dei combustibili e delle materie prime attuali con alternative a bassa intensità carbonica, quali ad esempio:
 - Il charcoal/biocoal, ovvero carbone ottenuto dalla pirolisi di materiale organico (biomasse) in assenza di ossigeno, utilizzabile nei processi di siderurgia ed in particolare in altoforno in parziale sostituzione del carbon coke oppure nelle sodiere per la produzione di bicarbonato di sodio in sostituzione del petcoke
 - Il preridotto, o Direct Reduced Iron (DRI), ottenibile utilizzando metano o idrogeno come agenti

riducenti di minerali di ferro; è una materia prima utilizzabile nella siderurgia sia in altoforno (in sostituzione del carbon coke) sia in forno elettrico per la produzione di acciaio, come alternativa ad emissioni decisamente più contenute rispetto alla produzione tradizionale dell'acciaio a ciclo integrato

- Combustibile Solido Secondario (CSS), ottenuto dalla componente secca (plastica, carta, fibre tessili, ecc.) dei rifiuti non pericolosi, sia urbani sia speciali, tramite appositi trattamenti di separazione da altri materiali non combustibili, come vetro, metalli e inerti; trova applicazione in sostituzione dei combustibili tradizionali in alcuni processi produttivi fra cui ad esempio il cemento

Le leve strategiche sono invece Elettificazione, Green Fuels e Carbon Capture, Utilization & Storage (CCUS)

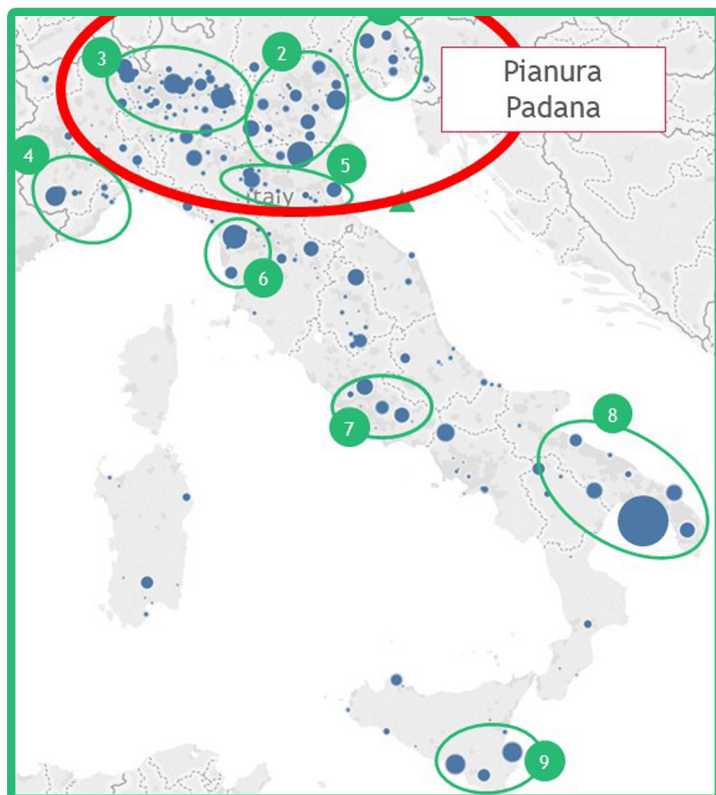
- Elettificazione, tramite revisione dei processi produttivi per rendere possibile l'utilizzo di energia elettrica in sostituzione di combustibili fossili. Per quei processi dove le temperature richieste lo consentono l'elettificazione è una leva attuabile ma richiede comunque un considerevole salto tecnologico nei processi produttivi dei settori considerati. Fra le leve strategiche è quella per la quale ad oggi si stima un minor impatto, ma va monitorato il progresso tecnologico che potrebbe rendere disponibili nuove soluzioni che rendono l'elettificazione applicabile e competitiva in termini di costo rispetto ad altre leve.
- Green fuels, ovvero utilizzo di combustibili green (idrogeno, biometano) in sostituzione di combustibili fossili (gas naturale); l'utilizzo di questi vettori può richiedere adattamenti impiantistici in particolare per l'idrogeno,

che già oggi viene utilizzato o può essere utilizzato in molti impianti esistenti come blend di idro-metano con mix volumetrico 20% idrogeno–80% metano, ed in forma diretta nei poli chimici presenti sul territorio nazionale. Un innalzamento della quota di idrogeno nel blend implica modifiche impiantistiche minori se entro una certa soglia, viceversa richiede interventi più importanti di ammodernamento e rifacimento degli impianti.

- **Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS)**, e quindi cattura, trasporto, stoccaggio o riutilizzo di anidride carbonica derivante dai processi di produzione; questa tecnologia mantiene pressoché invariato il processo produttivo e permette la cattura anche di emissioni di processo.

Tuttavia, la sua applicabilità non è ancora stata testata ed analizzata su tutti i settori analizzati e sono in fase di studio processi di cattura con minori consumi energetici per il settore industriale. Ad oggi la tecnologia non è applicabile su impianti con emissioni annuali inferiori a 50mila tonnellate di CO₂: Fonderie, Ceramica, Carta e Vetro hanno almeno il 50% degli impianti sotto tale soglia.

È però possibile sfruttare sinergie dalla creazione di "Distretti Industriali" cross-settoriali sul territorio italiano (lo studio ne ha identificati nove con emissioni superiori a 1 milione di tonnellate di CO₂ ciascuno di cui quattro ricadono all'interno della Pianura Padana) per beneficiare di economie di scala per la raccolta, cattura e trasporto verso i siti di stoccaggio, con modalità da definire insieme ai principali operatori infrastrutturali del Paese e che dipendono dalla densità emissiva e dalla localizzazione geografica dei singoli distretti.



**In Italia
9 distretti
almeno 1 MtCO²/a
di emissioni¹**

¹Rappresentazione delle sole emissioni ETS per i settori in scope. Emissioni legate alla cogenerazioni e impianti non in ETS o opt out non considerate;
Fonte: associazioni di categoria, ETS



Lo studio evidenzia come sia possibile **abbattere al 2050 le emissioni dei settori Hard to Abate di oltre il 95%** in base alla disponibilità e sostenibilità delle tecnologie e dei vettori energetici identificati.

L'80% dell'abbattimento è generato da tre leve strategiche:

- **CCUS**, ~35% delle emissioni abbattute
- **Green fuels** (biogas e idrogeno), 35% delle emissioni abbattute
- **Elettrificazione**, ~5-10% delle emissioni abbattute

Mentre la **CCUS** è prevalentemente legata alla cattura di **emissioni di processo**, il mix di utilizzo di Green Fuels ed Elettrificazione potrebbe variare in base agli **scenari di prezzo dei vettori energetici**, generando un trade-off fra le due leve.

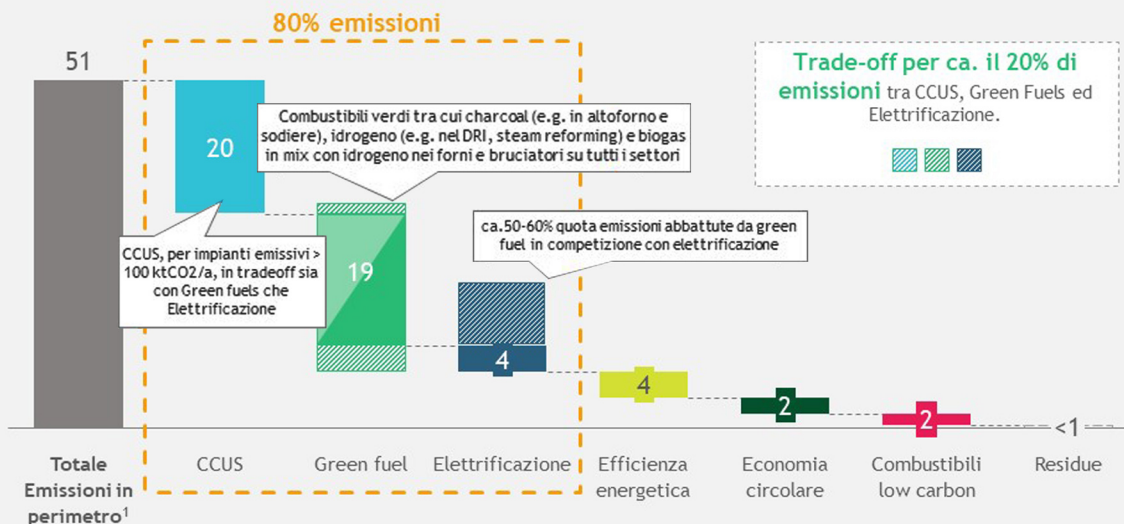
L'applicazione di queste leve **differisce in maniera sostanziale da settore a settore**, in funzione della loro applicabilità ai processi produttivi di riferimento.

Le leve strategiche **CCUS, Green fuels ed Elettrificazione** sono le leve a più **alto costo di abbattimento**, oltre i 50 euro/tonnellata CO2 equivalente.

2050

80% abbattimento emissioni CO₂ tramite mix di CCUS, Elettrificazione e Green fuels

Leve di riduzione emissioni CO₂ e ipotesi di potenziale abbattimento al 2050, MtCO₂

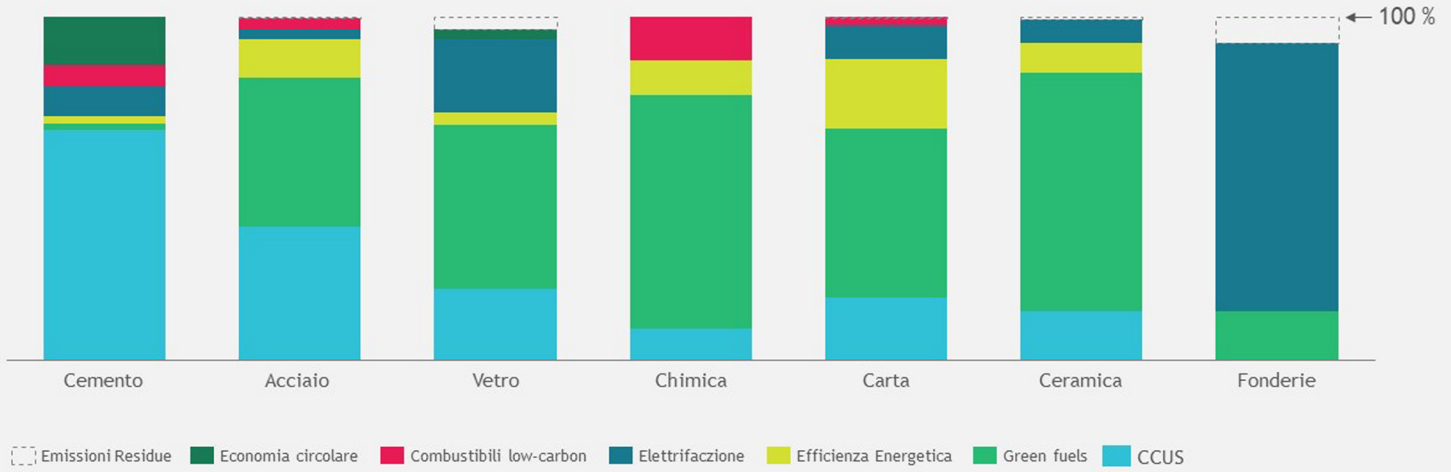


1. Include analisi abbattimento su una selezione di 5 processi rappresentativi del settore (Produzione di bicarbonato, Etilene e derivati, Ammoniaca, Intermedi per fibre tessili, Paraffine e Olefine) Nota: Emissioni al 2050 ipotizzate pari al 2030 ed utilizzate per il solo scopo di identificazione delle leve di decarbonizzazione, non sono rappresentative di previsioni di crescita di lungo periodoFonte: Associazioni di settore, Analisi BCG

⁷ Fonte: EEX, Climatecake; Bloomberg; Eikon Refinitiv; SPGlobal. Analisi BCG

Curve di abbattimento con forti differenze tra i vari settori

Potenziale di abbattimento (% di emissioni di CO₂) per settore e per leva di abbattimento



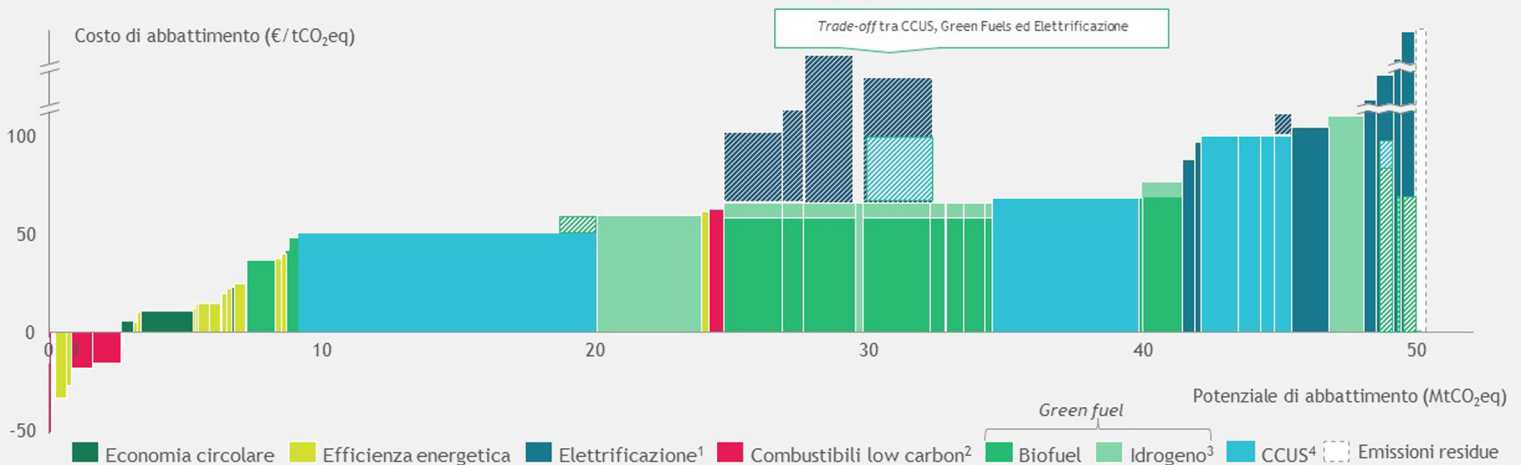
Fonte: Associazioni di settore, Analisi BCG

copyright © 2021 by Boston Consulting Group. All rights reserved.

2050

Le leve strategiche CCUS, Green fuel ed Elettificazione sono a più alto costo di abbattimento

Costi (€/tCO₂) e potenziale (MtCO₂) di abbattimento emissioni dei settori in Italia



1. Costo elettrificazione in funzione del costo d'acquisto dell'energia per la singola industria ed efficienza energetica dell'elettificazione. 2. Include switch a combustibili a più basso contenuto carbonioso rispetto al mix utilizzato (e.g. Combustibili Solidi Secondari o Metano). 3. Idrogeno in mix da produzione centralizzata da fonti rinnovabili al 2050 con costo di ca. 1.2-1.4 €/kg escludendo costi di trasporto ed eventuali oneri di rete; 4. Include costo di cattura di emissioni in funzione di concentrazione di CO₂ nei flussi e dimensioni dell'impianto di cattura oltre che trasporto e stoccaggio in giacimenti petroliferi esauriti; Fonte: Associazioni di settore, Fornitori di tecnologie per i settori industriali di riferimento, ISPRA, Analisi BCG

copyright © 2021 by Boston Consulting Group. All rights reserved.

Una stima preliminare effettuata sull'area geografica della **Pianura Padana** – in cui sono concentrate circa un terzo delle emissioni totali dei settori Hard to Abate italiani⁸ - ha determinato un **funding gap fra 8,5 e 11,5 miliardi di euro** per sostenere gli investimenti ed i costi operativi necessari per abbattere le emissioni di tali settori in quell'area del 40% entro il 2030.

3.2.1. Cemento

Il **cemento** ha come leva principale la CCUS per la cattura delle emissioni di processo altrimenti non eliminabili, che pesano per circa il **65% delle emissioni dirette**. In seconda battuta, grande impatto è atteso dalle iniziative legate all'Economia Circolare, fra cui l'utilizzo di Combustibili Low Carbon quali ad esempio il Combustibile Solido Secondario (CSS) prodotto da rifiuti non riciclabili, oggi conferiti in discarica, il cui tasso di utilizzo oggi è limitato a circa il 21% del fabbisogno calorico da ostacoli autorizzativi e culturali, ma che può essere incrementato fino all'80%. Sempre in ambito di economia circolare, vi è l'utilizzo di materie di sostituzione delle materie prime naturali, come scarti e sottoprodotti degli altri processi produttivi e aggregati riciclati dalle demolizioni, con un minor contenuto di carbonio, nel ciclo di produzione del clinker.

3.2.2. Acciaio

L'Italia si presenta nell'acciaio già in prima fila sul tema della sostenibilità ambientale grazie al ruolo preponderante della siderurgia da **forno elettrico**. Nel caso invece del Ciclo Integrato la decarbonizzazione dipende dalla possibilità di implementare alcune iniziative sul sito produttivo di Taranto, primo impianto produttivo per emissioni in Italia. La **parziale conversione della capacità produttiva** da ciclo tradizionale (cokeria, altoforno, convertitore) a forni elettrici alimentati da rottame e da impianti per la **produzione di preridotto** (Direct Reduced Iron – DRI), in prima istanza alimentati a metano e in seconda battuta da un **mix metano e idrogeno** fino all'80%, costituisce l'elemento portante della strategia di decarbonizzazione della siderurgia Italiana.

I **Green Fuels** come l'**idrogeno** ed il **biogas** trovano anche altre applicazioni quali ad esempio l'utilizzo di questi vettori nei bruciatori dei forni di riscaldamento utilizzati nei processi di laminazione a caldo. La CCUS è la seconda leva per ordine di importanza e riguarda la cattura delle emissioni dei gas di altoforno. Combustibili low carbon (e.g. biomasse), efficienza energetica ed elettrificazione chiudono il quadro delle leve applicabili al settore.

3.2.3. Vetro

L'industria del **Vetro** vede un **potenziale più contenuto rispetto ad altre industrie su leve quali l'economia circolare e l'efficienza energetica**, avendo l'industria già sviluppato quelle che si possono considerare delle best practices a livello europeo in:

- **Processi di riciclo**: oggi il tasso di riciclo degli imballaggi vetro in Italia è al 79%, incrementabile fino al 90% al 2030 ad esempio attraverso lo sviluppo di nuovi impianti per la separazione del colore e l'implementazione di sistemi per la riduzione di scarti di trattamento (impurezze, frazioni fini); anche i tassi di riciclo del vetro cavo e del vetro piano sono incrementabili rispettivamente al 55% e al 15% al 2050
- **Efficienza energetica**, già molto elevata negli stabilimenti già in essere. Un grande impatto invece deriva **dall'utilizzo di Green Fuels all'interno del forno fusorio** per la fusione delle materie prime e del rottame, oggi alimentato a **gas naturale sostituibile integralmente con biometano** (ma con dei limiti legati alla disponibilità del gas) e **biogas**. Anche l'**idrogeno** costituisce un **vettore** utilizzabile, ma con dei limiti di **mix** legati alle modalità e ai costi di approvvigionamento o produzione in situ e alle diverse caratteristiche fisiche, che impongono un nuovo design del forno fusorio. La CCUS potrà essere impiegata per eliminare le emissioni residue, ma occorre superare le difficoltà legate alla dimensione dei punti emissivi e alla necessità di sviluppare tecnologie di cattura che la rendano fattibile.

⁸ Calcolato escludendo le emissioni relative al sito siderurgico di Taranto

3.2.4. Chimica

Nell'industria **Chimica** – particolarmente frammentata ed eterogenea in termini di processi produttivi – un grande potenziale è legato allo sviluppo di nuove tecnologie legate all'**Economia Circolare** ovvero al **riciclo chimico della plastica** attraverso la sperimentazione di processi quali **gassificazione e pirolisi**, che potrebbero ridurre a zero la % di plastica ad oggi conferita in discarica (pari a circa il 23%⁹). Come leva principale in termini di impatto sulle emissioni vi è l'utilizzo di **Green Fuels** (in particolare Biometano e Idrogeno) che nei processi di produzione analizzati¹⁰ impatta per oltre il 60% del potenziale di abbattimento.

Si tratta in primis della valorizzazione dell'**utilizzo di tali vettori "green" nella Cogenerazione ad Alto Rendimento**, di cui l'industria si avvale in molti processi produttivi per l'auto produzione di energia elettrica. L'idrogeno può essere utilizzato anche in sostituzione del processo di steam reforming per la produzione di ammoniaca.

L'**elettrificazione** nell'industria della chimica rappresenta un elemento di valutazione di trade-off rispetto all'applicazione dei Green Fuels. L'elettrificazione di alcuni processi quali steam reforming, cracking e riscaldamento del calcare (i.e. utilizzo di elettrosodi per il processo di produzione del carbonato e bicarbonato di sodio) presenta oggi **forti limiti di costo, fattibilità e di disponibilità di tecnologie**, ma nel tempo questo gap potrebbe chiudersi rendendo queste soluzioni maggiormente applicabili.

La **CCUS** potrà essere implementata per i processi chimici dove non c'è alternativa per raggiungere la piena decarbonizzazione in quanto le emissioni sono legate al processo di produzione (e.g. Carbon Black e Anidride Maleica).

⁹ Produzione di bicarbonato di sodio, Etilene, Polietilene e derivati, Ammoniaca e Urea, Intermedi per fibre tessili, Paraffine e Olefine, rappresentanti circa il 35% delle emissioni totali dell'industria

¹⁰ Dati 2016

3.2.5. Carta

Le cartiere italiane sono fortemente impegnate sul fronte ambientale e dell'economia circolare come dimostrato da un Indicatore di Circolarità di Materia pari a 0.79 (in una scala da 0 a 1); un valore elevato, ottenuto grazie alla capacità del settore di investire in materie prime rinnovabili (fibre vergini da foreste certificate e amidi), e reimmettendo nel ciclo produttivo carta e imballaggio da riciclare. La decarbonizzazione del settore della carta dipende dalla dimensione degli impianti, che è possibile distinguere fra Grandi Cartiere (con un consumo di energia elettrica di oltre 10 Mwh) che rappresentano circa l'85% delle emissioni totali di settore, e Piccole Cartiere (consumo di energia elettrica inferiore ai 10 Mwh).

Nelle **piccole cartiere**, dove il **consumo energetico è più ridotto** e non vi è ricorso alla Cogenerazione ad alto rendimento, **l'elettrificazione è la soluzione più facilmente applicabile** in particolare per il processo di asciugatura, che oggi avviene principalmente attraverso l'utilizzo di calore da vapore acqueo, mentre invece **la CCUS è difficilmente praticabile a causa delle dimensioni dei punti emissivi**.

Nelle **grandi cartiere** dotate di **impianti di Cogenerazione ad alto rendimento**, si prevede una riduzione delle emissioni sostanziali grazie all'**utilizzo di Green Fuels quali biogas** (in parte autoprodotta) e **idrogeno** in sostituzione del gas naturale per impianti di cogenerazione con emissioni inferiori a 100mila tonnellate di CO₂ l'anno. Per impianti di cogenerazione con emissioni superiori a questa soglia, si ipotizza invece il ricorso alla **CCUS**.

L'**Efficienza Energetica** per il settore della carta si rivela la seconda leva di decarbonizzazione in termini di impatto (20% del totale del potenziale di riduzione delle emissioni di CO₂ del settore al 2050): l'iniziativa sottostante riguarda in particolare la **riduzione dei consumi di vapore fino al 20%** attraverso l'ottimizzazione dei processi di asciugamento.

3.2.6. Ceramica

I processi produttivi analizzati per la Ceramica riguardano la **produzione di laterizi e piastrelle**. Le emissioni di questi processi si concentrano:

- Nella fase di cottura del materiale semilavorato, con emissioni dirette che possono arrivare anche al 70-80% del totale di processo nel caso dei laterizi
- Nella cogenerazione, ove presente

In entrambi i casi le emissioni sono generate dall'utilizzo di gas naturale. Questo implica che l'**utilizzo di Green Fuels** (idrogeno, biometano) fino ad un **massimo dell'80% nel mix energetico** sia la leva a maggior impatto in termini di riduzione delle emissioni, con un **potenziale pari al 70% al 2050**.

La cattura della CO₂ per le emissioni di processo a bassa concentrazione e le emissioni residue di combustione è la seconda leva in termini di impatto potenziale (circa 15% di riduzione delle emissioni totali di settore al 2050) ma sconta alcune **difficoltà di implementazione legata alla dimensione dei punti emissivi** e alla necessità di **sviluppare tecnologie di cattura** che la rendano fattibile.

3.2.7. Fonderie

Il processo di produzione di una fonderia vede le emissioni dirette interamente concentrate in un singolo step ovvero la fusione delle materie prime all'interno dei forni fusori (elettrici, a gas oppure cubilotti che funzionano mediante combustione di *carbon coke*).

La principale alternativa è quindi costituita dalla **completa elettrificazione** dei forni a cubilotto per la produzione di ghisa e dei forni rotativi per la produzione di materiali non ferrosi.

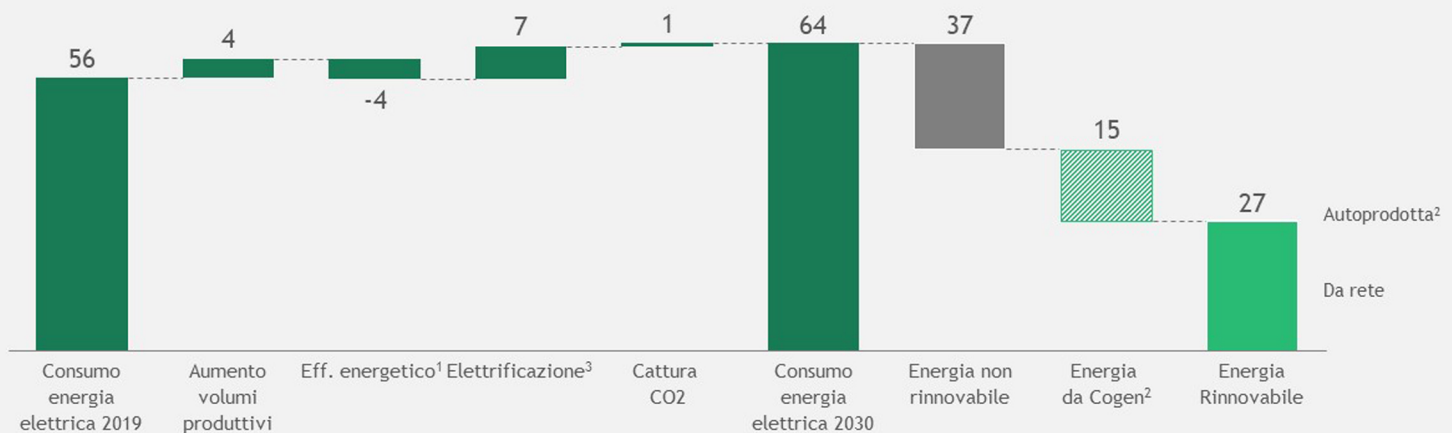
La seconda leva in ordine di impatto potenziale riguarda l'utilizzo di **biometano** al 100% nei forni rotativi per la produzione di ghisa e l'utilizzo di biofuel al 100% nei bruciatori per la produzione di ghisa e materiali non ferrosi.

Infine, da segnalare (ma non valutata in termini di impatto potenziale) la possibilità di ricorrere ad iniziative legate all'**Economia Circolare** quali l'incremento dell'utilizzo di scarti e sottoprodotti come le sabbie e le terre di fonderia, rispetto a quanto non venga già fatto.



Nel 2030 necessari ~64 TWh di energia elettrica, nello scenario attuale solo il 40% da energia verde

Stima consumo energia elettrica 2030 settori hard to abate
(TWh @2030)



1. Considerato efficientamento energetico sul totale consumi 7%; 2. Consumi di cogenerazione e autoproduzione al 2030 considerati uguali a dati 2019; Considerata cogenerazione in settore Carta, Ceramica e Chimica; Per la Chimica, considerato consumo da cogenerazione di 4 impianti (1.7 MtCO₂e da cogen, Ca. 12% su emissioni totali settore Chimica); 3. Considerando elettificazione implementata al massimo nelle leve dove possibile
Fonte: Associazioni di interesse; BCG Analysis, Scenario PNIEC prevede 55% quota di energia verde per energia prodotta e distribuita in rete in Italia nel 2030

Copyright © 2021 by Boston Consulting Group. All rights reserved.

3.3. Il problema del sourcing di energia verde

Nel 2030, considerando l'impatto della crescita dei volumi produttivi, l'effetto generato dall'efficientamento energetico dei processi di produzione e la forte spinta legata all'elettificazione è previsto un assorbimento da parte dei settori in perimetro di energia elettrica pari a 64 TWh dei quali il 40% da energia rinnovabile¹¹, e oltre il 20% da cogenerazione, il cui mantenimento ha un significato per Sistema Energetico Nazionale, in caso di carenze di fonti non programmabili.

I settori Hard to Abate potrebbero ambire a raggiungere il 55% di energia elettrica da fonti rinnovabili, ma ciò richiederebbe una accelerazione nel processo di sourcing di energia verde, per le quali sono state individuate **2 iniziative principali** sulle quali i settori interessati sono in grado di procedere in maniera autonoma se adeguatamente supportati:

1. Possibilità di rilanciare l'autoproduzione sfruttando superfici industriali proprietarie disponibili:

sono stati identificati (da parte dei settori dell'acciaio, carta, cemento, chimica, vetro) 1400 ettari di superfici industriali adatti all'installazione di fotovoltaico per potenziali 1-1,8 TWh/anno di produzione

2. Supporto allo sviluppo di Power Purchase Agreements (PPA) green,

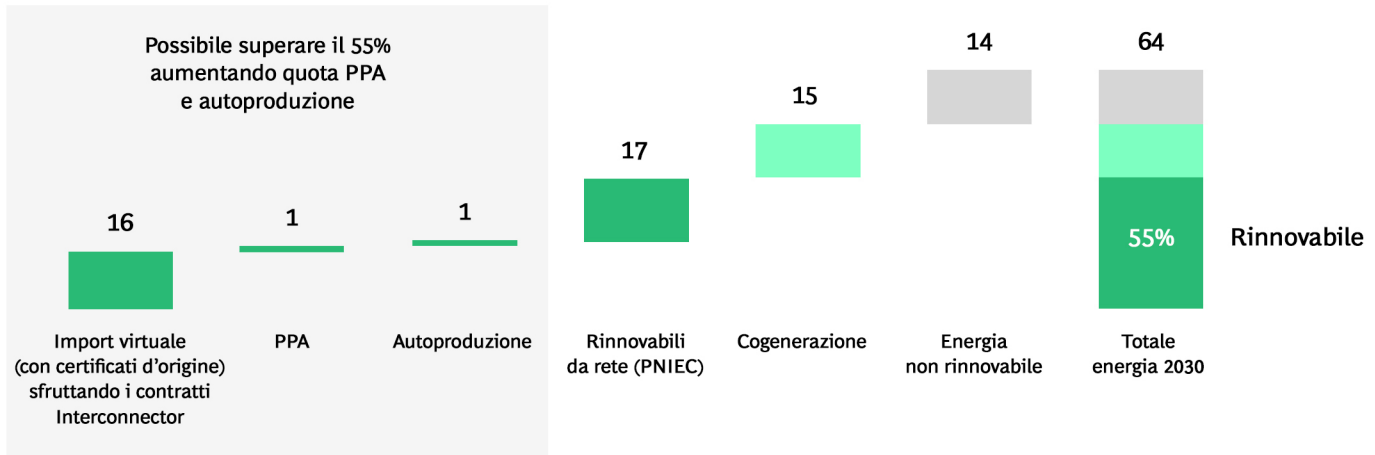
anche con partecipazione di investitori istituzionali, per limitare il rischio di esposizione al PUN

¹¹ Fonte PNIEC 2020

Possibile ambire al 55% di energia elettrica da fonti rinnovabili (anche tramite certificati di origine) entro il 2030, equivalente a una riduzione di emissioni Scope 2 di ca. 4 Mt¹

Interconnector con certificati di origine, autoproduzione e PPA per realizzare l'ambizione

Stima potenziale sourcing di energia elettrica (anche tramite certificati d'origine) al 2030 (TWh @ 2030)



Sostituzione Interconnector green richiederebbe 15-20k ettari di fotovoltaico (66% della produzione attuale da PV in Italia)

¹Ipotesi senza Interconnector, PPA e Autoproduzione: Cogen 15 TWh, prelievo da rete 50 TWh, di cui quota non rinnovabile 22.5 TWh. Emissività termoelettrica 450 4/KWh - Fonte ISPRA

In generale, per stimolare l'installazione di nuova capacità in Italia sarebbe auspicabile:

- Una **revisione dell'attuale modello basato su aste** per l'assegnazione di nuove capacità di energia rinnovabile, che ad oggi appare poco funzionale

- Una **semplificazione delle procedure necessarie per l'ottenimento di autorizzazioni e permessi**, ad oggi estremamente lunghe
- Una decisiva spinta allo **sviluppo di parchi di generazione off-shore**, in particolare per l'eolico.



4

Fattori abilitanti per la decarbonizzazione

Il percorso di decarbonizzazione dei settori Hard to Abate è sicuramente complesso sia dal punto di vista implementativo (i.e. realizzazione di impianti a scala) sia dal punto di vista di quadro normativo a supporto per avviare i cantieri dei progetti. In tal senso abbiamo identificato alcuni fattori abilitanti che faciliterebbero questo percorso:

Quadro normativo per le nuove leve di decarbonizzazione

Uno degli elementi fondamentali per sbloccare gli investimenti e accelerare l'implementazione è la definizione di un quadro normativo per ciascuna delle tecnologie a disposizione. Mentre per alcune soluzioni è stato già avviato l'adeguamento dell'impianto normativo per la loro abilitazione (e.g. biometano, economia circolare e valorizzazione di scarti e sottoprodotti), su altre soluzioni quali CCS e idrogeno il quadro normativo è ancora in fase di elaborazione.

Il completamento del quadro normativo avrebbe due obiettivi:

- Fornire la regolamentazione (iter autorizzativo, norme per la gestione delle infrastrutture e degli impianti produttivi) per avviare i cantieri progettuali
- Creare un quadro incentivante per azzerare il green premium rispetto alla fonte fossile in termini di investimenti e costi operativi (attraverso la predisposizione di schemi quali sussidi, Contract For Difference, Certificati di Origine, etc.)

In Europa ci sono esempi virtuosi di stati (e.g. Olanda, Regno Unito) che hanno messo in piedi questi schemi in tempi relativamente brevi (circa due anni).

Ancorare le leve di decarbonizzazione a progetti concreti cantierabili nel breve termine

Per cogliere la sfida di Fit for 55 è importante avviare immediatamente progetti sistemici per la decarbonizzazione dei principali cluster geografici/industriali, ad esempio:

- Piano per la Decarbonizzazione Pianura Padana: progetti di abbattimento di emissioni con un approccio per distretto industriale, attraverso l'implementazione di tutte le tecnologie a disposizione con un ottica di ottimizzazione di medio lungo termine
- Decarbonizzazione sito siderurgico di Taranto
- Decarbonizzazione degli altri Distretti industriali significativi

Funding

Per agevolare la transizione, in linea con quelle che sono le linee guida dell'*European Sustainable Financial Framework*, dovrebbero essere messe in campo una serie di leve a supporto e stimolo degli investimenti "trasformativi" per il settore. Queste leve dovrebbero supportare sia la fase di investimento che di mitigazione del delta costo operativo, attraverso:

- **Fondi Strutturali a fondo perduto** (Grants) per coprire i costi di costruzione (in piena armonia con la normativa europea per la concorrenza). Questi costi per alcune leve di decarbonizzazione quali la CCUS rappresentano un serio ostacolo alla realizzazione dei primi progetti concreti
- **Contract For Difference** (CFD) per coprire sia gli investimenti iniziali (al netto dei grants) sia i costi di esercizio più un ritorno garantito, questo meccanismo tutela chi implementa le leve di decarbonizzazione da eventuali variazioni al ribasso dei prezzi di mercato grazie ad uno strike price garantito che rimane per tutta la durata dei CFD
- Il produttore di green fuel riceve la differenza tra uno Strike Price e un reference price per unità di green fuel prodotto
- L'emettitore che implementa la CCUS, grazie ai Carbon Contract For Difference, riceve la differenza tra uno strike price e il prezzo della CO2 sul mercato ETS.

- **Feed In Tariff** (FIT) similmente al CFD al produttore di green fuels viene riconosciuto una tariffa garantita a copertura tra Strike Price e prezzo metano, per un periodo definito
- **Capitale Investito Regolatorio** (RAB) per garantire un ritorno predefinito sull'investimento al gestore dell'infrastruttura di trasporto di idrogeno e di trasporto e stoccaggio della CO2

Sviluppo delle filiere produttive delle leve di decarbonizzazione

Per lo sviluppo a scala delle diverse leve di decarbonizzazione sarà fondamentale creare dei poli di competenze e filiere produttive. Queste filiere permetteranno nel medio termine anche un abbattimento dei costi di ciascuna leva e offriranno delle opportunità di export.

In tal senso è opportuno avviare alcune iniziative a livello nazionale per favorire lo sviluppo di queste filiere:

- Sostenere la ricerca e sviluppo di nuove soluzioni sostenibili attraverso sperimentazioni e collaborazioni con vari stakeholders (università, enti locali, industria)
- Riconversione forza lavoro diretta e indotta al nuovo paradigma industriale e tecnologico
- Sviluppo di infrastrutture (produzione, trasporto e stoccaggio) a livello Paese che abilitano lo sviluppo delle varie tecnologie



Gestione del caro energia

I settori manifatturieri italiani si trovano a fronteggiare un drammatico aumento dei costi delle commodity energetiche, che sta mettendo a rischio la sopravvivenza di molte imprese.

Il prezzo dell'energia elettrica continua a registrare valori record: alla fine del 2021 è stato raggiunto il picco storico con valori pari a oltre il +280% rispetto a gennaio 2021 e +650% rispetto a gennaio 2020.

Anche le quotazioni del gas naturale stanno registrando degli andamenti di crescita esponenziale: il prezzo della commodity in Italia è cresciuto di oltre il 671% da novembre 2020 a novembre 2021.

Questa situazione comporta per la manifattura italiana un drastico incremento dei costi per la fornitura di energia, che impatta principalmente ad alta intensità energetica: le industrie dell'acciaio, della carta, del cemento, della ceramica, della chimica, delle fonderie e del vetro e della calce sono nella concreta impossibilità di proseguire con le attività produttive, con conseguente rallentamento dei progetti e degli investimenti legati alla decarbonizzazione.

Diventano quindi determinanti gli interventi correttivi (anche temporanei) necessari a mitigare il caro prezzi delle varie commodity.

In conclusione, la via della decarbonizzazione è lunga e articolata ma realizzabile. A renderla credibile saranno, oltre allo **sviluppo tecnologico e politiche industriali chiare** la capacità delle aziende di mettere la **sostenibilità al centro della propria strategia**.

L'iniziativa di IDP rappresenta un **chiaro esempio di come l'industria possa diventare promotore guida di iniziative che permettano di accelerare il processo di decarbonizzazione**.



BCG

bcg.com