



**AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE, L'ENERGIA  
E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE - ENEA**

Audizione ENEA

nell'ambito dell'atto N. 138 Comunicazione della Commissione del Parlamento Europeo, al Consiglio,  
al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni - Sicurezza  
dell'approvvigionamento e prezzi dell'energia accessibili: opzioni per misure immediate e in vista del  
prossimo inverno

Ing. Gilberto Dialuce

Presidente ENEA

Senato della Repubblica

Commissione X (Industria, commercio e turismo)

Roma, 14 giugno 2022

*Onorevole Presidente, Onorevoli Senatrici e Senatori*

grazie per l'invito a rappresentare il contributo che l'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile – ENEA, ente pubblico di ricerca posto sotto la vigilanza del Ministero per la Transizione Ecologica, nell'ambito della propria missione di supporto alla trasformazione del sistema produttivo verso un'economia verde e digitale attraverso lo sviluppo di tecnologie innovative per l'energia e l'economia circolare, può fornire ai lavori della Commissione X relativamente all'esame dell'atto n. 138.

La Comunicazione fornisce, in particolare, una serie di misure per il sostegno a imprese e famiglie a seguito dell'aumento dei costi energetici del gas e dei suoi derivati e, in particolar modo, delle ripercussioni conseguenti ai prezzi per l'energia elettrica in Italia. Questo aumento dei prezzi del gas è iniziato ancor prima dell'invasione dell'Ucraina, perché già alla fine dell'autunno scorso vi erano stati segnali di un incremento legato alla ripresa dei consumi anche del GNL sui mercati asiatici e questo aumento man mano ha raggiunto picchi notevoli proprio in conseguenza della crisi ucraina.

Da questo punto di vista, il documento della Commissione - che tra l'altro ha già subito degli affinamenti in ambito di alcune discussioni in Consiglio - si muove sostanzialmente su due piani: da una parte è indicata una serie di possibili opzioni proposte agli Stati membri, alcune delle quali già in parte adottate da alcuni di essi. Fra queste, ad esempio, meccanismi di compensazione di prezzo per alcuni segmenti del mercato, mettendo quindi un Cap ai prezzi del gas destinati al settore termoelettrico, naturalmente con sistemi di compensazione per i maggiori oneri dei mercati all'ingrosso.

Altre misure possono essere indirizzate ad alleviare, come successo anche in parte in Italia, i prezzi per alcuni segmenti di mercato, come il mercato tutelato o categorie di imprese che in questo momento sono particolarmente esposte, perché prezzi così alti del gas causano problemi dal punto di vista sociale, ma anche minano per il settore industriale la possibilità di continuare a produrre a prezzi competitivi.

Vi sono poi indicati interventi di carattere più strutturale che riguardano lo stoccaggio del gas come misura di sicurezza, ma anche per il potenziale riallineamento del mercato sul lungo termine, oltre a misure che possano in qualche modo ridurre la dipendenza dalle forniture di gas estero il complesso



degli Stati membri europei e, quindi, i vari sistemi gas che sono ormai strettamente connessi, per poter spuntare prezzi di mercato migliori, in particolare per il GNL.

Nel momento in cui occorre progressivamente emanciparsi dalle forniture di gas dalla Russia occorre immaginare meccanismi di aggregazione alla domanda che arrivino anche a sistemi di acquisto di GNL in qualche modo comune, creando piattaforme comuni di negoziazione nell'ipotesi di poter avere contratti di fornitura dell'energia a prezzi più competitivi.

Prima di analizzare alcuni aspetti di competenza ENEA, è importante considerare alcuni temi della sicurezza gas, dal punto di vista delle misure e dei prezzi, in base alla mia precedente esperienza in qualità di Direttore Generale sicurezza approvvigionamenti del Ministero dello Sviluppo economico e poi della transizione energetica.

Una considerazione generale è che certamente si possono attuare, ed è giusto e doveroso farlo in questo periodo, misure di compensazione per particolari categorie di utenti particolarmente esposti, anche se è evidente che a questo punto la situazione dei prezzi difficilmente potrà tornare indietro.

C'è stata in queste ultime settimane un'attenuazione delle punte altissime dei prezzi sul mercato spot del gas che avevano trascinato in rialzo anche le quotazioni dell'energia elettrica. Adesso questo fenomeno si è un po' calmierato, ma inevitabilmente occorre tener presente che ci troviamo di fronte a un periodo in cui i prezzi rimarranno sostanzialmente alti ai livelli attuali, sempre immaginando che non si verifichi poi una interruzione dei flussi: in tal caso si entrerebbe in scenari di totale emergenza e quindi con sistemi di prezzi di tutela completamente diversi.

Ma anche immaginando che i flussi dalla Russia possano continuare pur con una portata abbastanza più ridotta – ad esempio, monitorando l'andamento delle importazioni in questi giorni, risulta che stiamo importando meno gas russo rispetto al gas azero, con circa 20 milioni di metri cubi di gas dalla Russia a fronte di circa 30 milioni dall'Azerbaijan attraverso il TAP – il sistema italiano resta esposto a forti rischi

Questa situazione, tra l'altro, influenza le altre fonti di approvvigionamento via GNL o via gasdotto, che sono sostanzialmente a ottimi livelli, compreso l'import dall'Algeria. Abbiamo anche avuto recentemente la notizia che è stata allocata tutta la capacità di rigassificazione per i prossimi anni anche da parte del terminale offshore della OLT al largo della costa toscana.

Tuttavia, il programma del riempimento degli stoccaggi in realtà sta procedendo un po' criticamente. La stessa Comunicazione della Commissione prevede che si debba arrivare per quest'anno almeno



all'80-90% del riempimento degli stoccaggi al mese di ottobre proprio per creare un sistema di riserva di gas che consenta una maggiore sicurezza anche nell'ipotesi che possano scattare interruzione di forniture o significative riduzioni di forniture dalla Russia. L'Italia ha già firmato alcuni accordi bilaterali per meccanismi di solidarietà tra paesi membri, alcuni dei quali con Stati membri connessi via gasdotto alle stesse linee di approvvigionamento, per poter redistribuire in qualche modo il gas tra paesi confinanti in caso di significative mancanze di liquidità.

Quest'anno lo stoccaggio è un tema particolarmente critico per l'Italia: infatti, la campagna che inizia tutti gli anni i primi di aprile per riempire lo stoccaggio e averlo pronto all'inizio del prossimo inverno è partita con una serie di incertezze, perché mentre gli shipper, cioè gli operatori di mercato che hanno dei contratti di fornitura ai clienti finali, hanno acquisito almeno in parte la capacità di spazio di stoccaggio per riempirlo prima del prossimo inverno, abbiamo visto che, nonostante gli interventi del Governo e di ARERA per facilitare quest'attività di iniezione, è stata allocata e riempita soltanto una parte dei volumi.

L'operatore di rete Snam ha già iniettato tutto quello che doveva iniettare per il prossimo inverno e anche alcuni altri operatori di mercato l'hanno fatto, mentre altri importanti shipper non hanno ancora intrapreso alcuna accelerazione del ciclo di riempimento.

La criticità in cui si trova il sistema gas italiano deriva dal fatto che gli stoccaggi hanno una loro fisicità: non sono serbatoi ma giacimenti naturali che hanno delle loro caratteristiche di permeabilità e quindi vi sono limiti ai volumi che si possono iniettare nell'ambito di un singolo mese in tutti i pozzi. Quindi occorre rispettare una serie di scadenze di volumi che devono essere iniettati entro il mese: ad esempio, entro fine giugno sarà necessario aver iniettato almeno 5,5-6 miliardi di metri cubi, altrimenti l'obiettivo di arrivare a inizio inverno con il 90%, stabilito anche da un decreto-legge del Governo, non potrebbe essere raggiunto.

Affrontare l'inverno con una scorta di stoccaggio inferiore a questo livello, porrebbe il sistema italiano a rischio per la prossima stagione invernale, e questo perché il tema non è soltanto il volume iniettato, ovvero avere a disposizione tutto il volume corrispondente ai consumi invernali (inteso come somma delle importazioni e delle erogazioni dagli stoccaggi, anche immaginando che le importazioni dalla Russia possano essere inferiori rispetto agli altri inverni), ma soprattutto un tema di punta giornaliera di consumo.

Infatti, se non si affronta l'inizio dell'inverno con un riempimento degli stoccaggi adeguato, nel caso di punte di freddo eccezionale, che si possono verificare già a dicembre/gennaio (e quindi senza dover

arrivare a uno svuotamento degli stoccaggi a fine marzo), il ridotto volume giornaliero estraibile dagli stoccaggi, non sarebbe sufficiente a coprire il picco di consumo, e questo potrebbe determinare una crisi del sistema, in particolare se le forniture dalla Russia in quel periodo di freddo eccezionale venissero ridotte.

Quindi l'obiettivo fondamentale da perseguire per mettere in sicurezza il sistema italiano è di riempire gli stoccaggi, anche intervenendo sugli operatori di mercato affinché anticipino i tempi di riempimento, non soltanto perché è una misura sia della Commissione che del Governo, ma perché non sappiamo che cosa ci aspetta nei prossimi mesi estivi.

Un altro tema è che diversamente da quanto accaduto negli anni passati, sono di fatto assenti in questo periodo dal sistema dello stoccaggio i trader, cioè gli operatori finanziari che operano sul sistema dello stoccaggio acquistando e riempiendo gli spazi di stoccaggio non per fornire il gas ai clienti finali italiani, ma semplicemente per rivenderlo a maggior prezzo ai grossisti durante la stagione invernale. Si tratta di soggetti del mercato finanziario e di alcune banche che quest'anno si tengono alla larga dagli stoccaggi perché evidentemente non è più profittevole dal punto di vista finanziario.

Lo spazio che questi soggetti hanno lasciato, pari a circa 4 miliardi di metri cubi, occorrerà inevitabilmente riempirlo e quello che non fanno i trader dovranno farlo gli shipper, andando a riempire tutto lo spazio per il complesso delle esigenze dei loro clienti finali, dato che lo stesso decreto legge prima citato stabilisce l'obbligo per chi fornisce gas ai consumatori finali di fornirgli anche la modulazione invernale, come d'altra parte stabilito dal decreto n.164/2000 e dalle direttive europee, e ribadito nelle autorizzazioni alla vendita di gas rilasciate agli shipper dal MiSE. Ove questo non avvenga, dato che le imprese non intendono esporsi troppo finanziariamente sull'acquisto di gas a prezzi elevati, occorreranno misure amministrative, anche con interventi del Governo, per garantire comunque il riempimento degli stoccaggi in tempo utile.

Per quello che riguarda i prezzi, tra le varie opzioni da un punto di vista generale certamente la proposta del Governo italiano di fissare un tetto europeo ai prezzi delle transazioni ai punti di scambio europei, è una soluzione del tutto valida. Infatti, i prezzi attuali alle piattaforme di trading europee, quali il TTF, sono ancora molto al di sopra di quelli all'import e quindi riuscendo in qualche modo a calmierare la pressione dei mercati su tutti i punti di scambio e immaginando meccanismi di compensazione nel caso in cui alcuni contratti via gasdotto risultassero superiori al tetto, anche mettendo un Cap a queste transazioni che si riverbererebbe sulle forniture via gasdotto, i prezzi



sarebbero comunque remunerativi per i produttori, perché i prezzi di consegna dall'estero ai punti di entrata sono ancora al di sotto dei prezzi attuali.

Per quanto riguarda il GNL, che invece è un mercato globale, in presenza di un tetto ai prezzi di transazione europei, andrebbero studiati meccanismi di compensazione, perché una parte crescente degli approvvigionamenti dovrà essere spostata su tale mercato. Parallelamente, occorrerà promuovere la sostituzione degli attuali consumi di gas con misure di efficientamento e di risparmio per ridurre la domanda di gas.

Sarà pertanto fondamentale attuare nei tempi previsti le misure alternative di approvvigionamento, con ulteriore rafforzamento dell'import dall'Algeria, con l'aumento delle importazioni giornaliere dall'Azerbaijan, con l'utilizzo massivo delle capacità di rigassificazione esistenti e perseguendo il programma di installare delle unità galleggianti di rigassificazione e stoccaggio, in modo tale da poter man mano sganciare il sistema italiano da questi rischi.

## **Il contributo ENEA**

L' ENEA ha redatto un rapporto tecnico, in fase di pubblicazione, che contiene la valutazione di una serie di misure destinate al settore residenziale, finalizzate al contenimento dei consumi di gas negli edifici, le quali possono fornire un importante contributo anche alla mitigazione degli effetti dell'attuale situazione di potenziale crisi energetica internazionale, potendo contribuire, già a decorrere dal prossimo inverno, alla riduzione delle importazioni di gas, nell'ottica decisa dal Governo di diminuire progressivamente la dipendenza dalle forniture di gas russo.

Le misure proposte sono classificabili in due categorie: 1) misure amministrative, adottabili con decreti del Ministero della Transizione Ecologica, mirate alla riduzione dei consumi attraverso la modifica dei periodi annuali di accensione, e la riduzione della durata giornaliera di attivazione degli impianti e della temperatura massima interna consentita degli ambienti; 2) misure comportamentali, di semplice attuazione, relative ad azioni volontarie degli utenti, alcune delle quali a costo zero ed effetto immediato e altre subordinate ad un investimento di entità contenuta, che darebbero risultati in un tempo più dilatato.

Il risultato migliore prevedibile dalle misure amministrative è conseguibile attraverso uno scenario caratterizzato dalla combinazione della riduzione del periodo di riscaldamento invernale di 15 giorni, con la riduzione della temperatura interna di 1°C (da 20°C a 19°C) e la diminuzione di un'ora al

giorno dell'accensione dell'impianto, con un valore complessivo di **2,7 miliardi circa di metri cubi** di gas risparmiati (di cui 1,65 miliardi per la sola riduzione di 1°C e 550 milioni di mc per la sola riduzione di un'ora giornaliera). Si tratta di misure che non riducono sostanzialmente il comfort degli ambienti, adottabili anche indipendentemente dalla attuale crisi energetica, nell'ottica di decarbonizzazione dei consumi energetici, che originano un risparmio complessivo, calcolato a prezzi attuali, di circa 178 Euro/anno per famiglia.

Le misure di riduzione della temperatura e delle ore giornaliere sarebbero attuabili mediante adozione di un decreto o atto di indirizzo del Ministro della Transizione Ecologica, dato che esse sono già contemplate dal Piano di emergenza del sistema del gas naturale tra le misure adottabili in caso di emergenza del sistema nazionale del gas, le quali, in base alle disposizioni dell'art.5 bis del decreto legge n.14 del 2022, convertito con legge 5 aprile 2022, n.28, possono anche essere adottate preventivamente nella attuale situazione di preallarme. La misura di riduzione del periodo di accensione del riscaldamento invernale andrebbe adottata mediante la revisione del DPR 74/2013, anche se all'art. 5 del medesimo decreto, in deroga a quanto previsto dall'art. 4, viene data facoltà ai sindaci, con propria ordinanza, di ampliare o ridurre, a fronte di comprovate esigenze, i periodi annuali di esercizio e la durata giornaliera di attivazione degli impianti termici, nonché stabilire riduzioni di temperatura ambiente massima consentita sia nei centri abitati sia nei singoli immobili.

Le misure comportamentali che non comportano spese da parte delle famiglie (*utilizzo delle pompe di calore elettriche già installate per il condizionamento estivo anche per il riscaldamento invernale, riduzione dell'uso del gas per acqua calda sanitaria e cucina, risparmio energia elettrica da migliore uso degli elettrodomestici*), darebbero su base annua un risparmio potenziale di circa 3,6 miliardi di metri cubi di gas, mentre quelle che prevedono spese (sostituzione climatizzatori ed elettrodomestici esistenti con modelli ad alta efficienza, sostituzione illuminazione con LED) originerebbero un risparmio potenziale su base annua 0,4 miliardi di metri cubi di gas (derivanti da 3 miliardi di kWh/anno di elettricità, corrispondenti a 0,24 miliardi di metri cubi di combustibile per produzione elettrica, e da ulteriori 0,16 miliardi di metri cubi di risparmio diretto di gas dovuto alla rimozione delle caldaie). Tali misure andrebbero promosse con campagne di informazione e comunicazione mirate, anche in relazione ai risparmi economici che potrebbero derivarne per i cittadini (pari a 240 Euro/anno per famiglia), dato che almeno quelle che non richiedono spese da parte dei cittadini potrebbero avere effetto, anche se in modo parziale rispetto al potenziale, già durante il prossimo inverno, con un risparmio potenziale di 1,8 miliardi di mc di gas dagli stoccaggi. Su base annua, sulla base di una valutazione della percentuale di "risposta" da parte delle famiglie per ciascuna delle



misure comportamentali, il potenziale massimo, sommando quelle a costo nullo per l'utente e una ulteriore percentuale cautelativa del 50% di attuazione per quelle onerose, il potenziale risparmio di gas diretto e tramite la riduzione dei consumi elettrici è stimabile in circa 3,8 miliardi di mc.

Si ringrazia per l'attenzione.

Si allega una memoria che integra le risposte ad alcune domande pervenute durante l'audizione, in materia di utilizzo dell'idrogeno nei settori industriali italiani e sul potenziale italiano di produzione di biometano.



## ALLEGATO ALL'AUDIZIONE

### 1. Potenziali consumi di idrogeno nei settori Hard To Abate

La presente nota riporta quanto delineato nello studio elaborato da ENEA e Confindustria in merito alle potenzialità dell'industria nazionale nella prospettiva della transizione ecologica e mappatura dei potenziali Off-Takers. Lo studio condotto ha avuto l'obiettivo di fornire un quadro generale sullo stato di sviluppo e diffusione delle tecnologie afferenti alla catena del valore dell'idrogeno, nel panorama industriale nazionale, e di effettuare la mappatura dei potenziali Off-Takers Industriali.

Tale studio si inquadra nel contesto del Protocollo di Intesa e dell'alleanza strategica tra ENEA e Confindustria nazionale, stipulata nel 2020, che si è prefissata di individuare: le potenzialità di sviluppo delle filiere industriali dell'idrogeno nel nostro Paese, le soluzioni innovative e gli scenari operativi possibili, attraverso una rafforzata e strutturata collaborazione tra ricerca e industria. L'obiettivo è quello di sostenere azioni ed iniziative per ridurre i costi di approvvigionamento energetico del sistema industriale, promuoverne la sostenibilità e sviluppare l'applicazione delle breakthrough technologies.

Sono stati organizzati numerosi incontri con gli stakeholder che attraverso confronti, condivisione e approfondimento sulle potenziali opportunità, barriere e criticità dei singoli settori di utilizzo dell'idrogeno, hanno permesso di acquisire informazioni e definire le azioni necessarie a coniugare la domanda e l'offerta dei componenti la catena del valore dell'idrogeno.

Un particolare focus dello studio è stato rivolto ai settori Hard to Abate (HtA), con l'obiettivo di stimare le potenzialità dell'idrogeno come strumento e leva per la loro decarbonizzazione, specie in quei settori dove l'elettrificazione diretta non è possibile. Tali potenzialità sono state valutate anche attraverso la stima del quantitativo di "CO<sub>2</sub> non emessa" al fine di stimare l'efficacia dell'idrogeno come strumento di decarbonizzazione, evidenziando, ove presenti, le criticità tecnologiche correlate all'utilizzo di tale vettore.

I settori HtA ricoprono un ruolo fondamentale nel tessuto industriale italiano, generando il 5 % del valore aggiunto lordo nazionale<sup>1</sup>, e rappresentano un anello fondamentale della filiera italiana in quanto strettamente interconnessi tra di loro e agli altri settori da rapporti di fornitura. Relativamente all'impatto emissivo, i settori HtA con 84 Mt CO<sub>2</sub>eq risultavano responsabili nel 2019 del 20 % delle emissioni complessive di CO<sub>2</sub> dirette (scope 1) a livello nazionale.

Decarbonizzare questi settori richiede l'adozione e l'implementazione di una serie di strumenti, soluzioni tecnologiche ed azioni che, necessariamente, devono prevedere un mix di interventi caratterizzati da differenti livelli di fattibilità, maturità e potenzialità. Per alcune di tali soluzioni, ad esempio l'efficientamento energetico dei processi, è possibile una diretta ed agevole implementazione. Per altre, come l'elettrificazione, il CCUS e l'utilizzo di combustibili rinnovabili, sarà necessario individuare specifiche azioni di attuazione al fine di accrescerne la maturità tecnologica, diminuire i costi e favorire la disponibilità e l'accesso come infrastrutture e la disponibilità di energia di origine rinnovabile.

Pertanto, il percorso di decarbonizzazione dei settori Hard To Abate richiederà un'applicazione combinata e un trade-off delle soluzioni tecnologiche e dei vettori energetici considerati idonei allo scopo.

---

<sup>1</sup> Fonte: Decarbonizzazione settori Hard To Abate, Boston Consulting Group 2021

Settori Hard To Abate e Residenziale		Operatori del settore	Provider tecnologici
1	Settore siderurgia	x	
2	Settore della raffinazione	x	
3	Settore cartario	x	
4	Settore del cemento	x	
5	Settore della chimica	x	
6	Settore della ceramica	x	
7	Settore del vetro	x	
8	Settore delle fonderie e dei metalli non ferrosi	x	
9	Settore alimentare	x	
10	Settore dei trattamenti superficiali dell'alluminio	x	
11	Settore delle turbine a gas		x
12	Settore produttori di caldaie		x
13	Settore produttori di forni industriali		x
14	Settore dei produttori di valvole		x
15	Settore strumenti di misura		x
16	Settore della cogenerazione		x
17	Settore delle caldaie per il residenziale		x
18	Settore del riscaldamento residenziale		x
Settore della mobilità		Operatori del settore	Provider tecnologici
1	Settore del trasporto pubblico	x	
2	Settore della logistica (AISEM)		x
3	Settore trasporti fornitori di mezzi		x
4	Settore del trasporto navale		x

*Tabella 1.1 - Elenco degli incontri con gli stakeholder dei settori Hard To Abate, del settore residenziale e della mobilità (Fonte: ENEA)*

Lo studio condotto evidenzia come la domanda energetica relativa agli usi industriali per i vari settori HtA sia, ad oggi, soddisfatta principalmente attraverso l'utilizzo del gas naturale, combustibile fossile al quale si associano ogni anno milioni di tonnellate di emissioni di gas climalteranti in parte gestiti in ambito ETS. In questo contesto, considerando le questioni geopolitiche in atto, i costi associati ai consumi energetici e al mercato ETS che rappresentano un onere sempre più gravoso nel bilancio economico delle aziende nazionali, risulta necessario ricercare e implementare soluzioni alternative.

Per tale motivo, dai dialoghi con gli operatori industriali è emersa una forte esigenza di ammodernamento ed efficientamento dei sistemi produttivi al fine di favorire una maggiore competitività economica che, oramai, va ben oltre i confini nazionali e si colloca in un ambito di mercato sempre più globale.

Nello specifico, gli incontri tematici con i diversi esponenti e rappresentanti dei settori industriali hanno consentito di indagare la potenzialità in termini qualitativi e quantitativi di sostituzione (parziale o totale) del gas naturale con l'idrogeno nei processi industriali, come sostitutivo del combustibile fossile per fornire calore di processo nei settori Hard To Abate, dove l'elettrificazione diretta non è possibile, e residenziale.

I risultati dello studio svolto forniscono una positiva valutazione del potenziale nazionale di penetrazione/diffusione dell'utilizzo dell'idrogeno nei differenti settori industriali e la mappatura dei potenziali Off-Takers Industriali.

Le differenze maggiori tra i settori di utilizzo riguardano, oltre che l'entità dei potenziali consumi annui di idrogeno, il grado di maturità/prontezza tecnologica/commerciale relativa all'impiego dell'idrogeno nelle diverse filiere industriali. Alcuni settori risultano più pronti in quanto l'idrogeno è già convenzionalmente e ampiamente utilizzato nei rispettivi processi produttivi (raffineria, petrolchimica, chimica, siderurgia, metalli non ferrosi), altri presentano una situazione pre-commerciale adattabile all'impiego dell'idrogeno (p.es. settore termico/caldaie residenziali), altri ancora richiedono un ulteriore sviluppo tecnologico, sebbene presentino un elevato potenziale di utilizzo di idrogeno (carta, ceramica, vetro, cemento, mobilità e logistica).

I molteplici incontri hanno consentito di mappare e raccogliere una serie di informazioni relative all'implementazione dell'idrogeno nei processi. Gli aspetti emersi che necessitano di approfondimenti si riferiscono a barriere tecnologiche, normative, regolatorie ed economiche, tra cui l'incertezza sulla reale disponibilità di idrogeno fornito con continuità e a costi competitivi. Una corretta definizione di tali criticità consentirà di individuare le azioni abilitanti per favorire l'utilizzo efficace del vettore idrogeno nelle utenze finali. Tra queste azioni si possono identificare:

- definire un quadro strategico stabile di lunga durata che tenga conto anche del percorso verso l'obiettivo finale e della sostenibilità dei passaggi intermedi
- realizzare un quadro regolatorio-legislativo e normativo-tecnico di riferimento
- definire regole e criteri per la certificazione dell'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio
- mitigare i rischi di investimento per i first-mover
- supportare la ricerca e l'innovazione lungo tutta la filiera, favorendo il trasferimento tecnologico dei risultati e dei prodotti
- stimolare, per sviluppare inizialmente la domanda, l'attuazione di progetti che mirano a realizzare ecosistemi industriali (hydrogen valley) presso i potenziali off-takers, dove coesistono più realtà di utilizzo.
- migliorare la consapevolezza del settore industriale
- delineare e analizzare soluzioni di decarbonizzazione alternative che prevedano un mix energetico di diversi vettori "carbon neutral"
- privilegiare l'utilizzo nei settori dove l'alternativa elettrica è più difficile

La decarbonizzazione dei singoli settori, mediante l'utilizzo dell'idrogeno, presenta diversi impatti a seconda del comparto di utilizzo finale. I settori con consumi maggiori di idrogeno sono i seguenti: carta, siderurgia, chimica, ceramica, cemento e vetro.

Al fine di stimare quantitativamente tale impatto, è stata elaborata un'analisi di sensitività, in funzione di differenti percentuali di idrogeno che potrebbero sostituire il gas naturale, a parità di potenza termica erogata. Una prima analisi è stata condotta ipotizzando un utilizzo in blending al 20 % in volume di idrogeno nel gas naturale. Dai dati ottenuti sui consumi di idrogeno, è stata stimata la potenza complessiva da installare per gli elettrolizzatori e l'equivalente estensione di parchi fotovoltaici o in alternativa il numero di turbine eoliche per l'alimentazione degli stessi.

Nel grafico seguente sono riportati i risultati ottenuti.

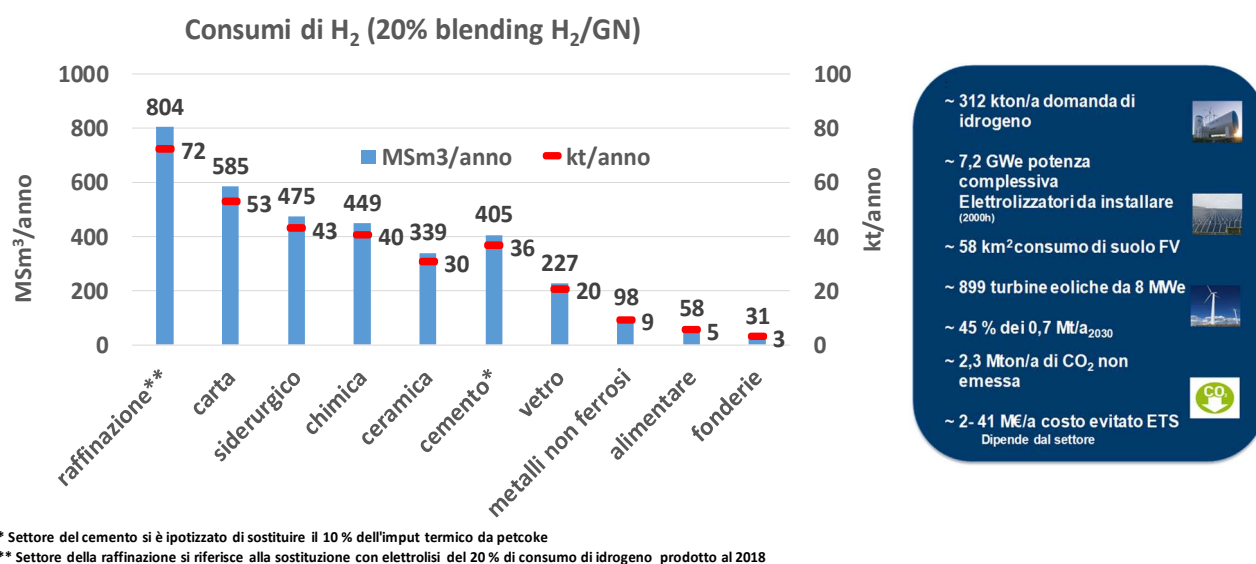


Figura 1.1 - Impatto dell'utilizzo dell'idrogeno (20% blending in NG) nei diversi settori come consumo di idrogeno (Fonte: ENEA-Confindustria)

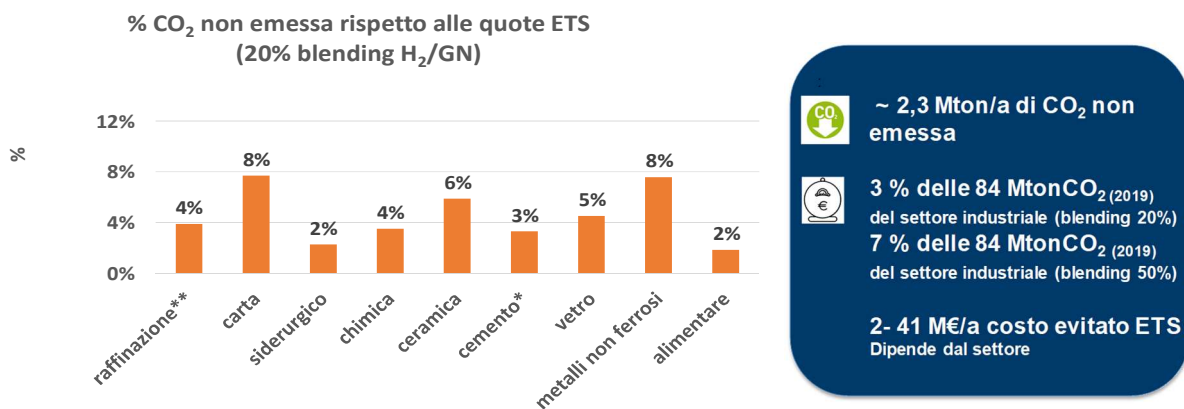
Per il settore siderurgico non è stata analizzata la potenzialità della DRI, così come per il comparto della chimica non si è considerato l'utilizzo di idrogeno come *feedstock* nei processi.

Dalla somma dei consumi per singolo settore si evince che, complessivamente, a livello nazionale si avrebbe una potenziale domanda di idrogeno pari a circa 312 kton/anno, valore che rappresenta circa il 45% dell'obiettivo prefissato per il 2030 dalle Linee Guida per la Strategia per l'Idrogeno, emanate dal MiSE. Nel dettaglio, escludendo il settore della raffinazione, che rappresenta il comparto con maggiori consumi di idrogeno come gas di processo (*feedstock*), il settore della carta è quello che presenta maggiori consumi di idrogeno come gas di servizio, nelle applicazioni termiche, con circa 53 kt/anno, seguito dalla siderurgia con 42 kt/anno, dalla chimica con 40 kt/anno, dalla ceramica con 30 kt/anno, dal cemento con 29 kt/anno e dal vetro con 20 kt/anno.

Infine, qualora si considerasse anche il potenziale di trasformazione di quanto attualmente viene prodotto e consumato come *feedstock* nell'industria della raffinazione, petrolchimica e chimica, i target prefissati dalle Linee guida per la Strategia per l'Idrogeno del MiSE potrebbero essere raggiunti per quasi l'87%.

Tutti questi settori sono disciplinati dalla normativa ETS e, pertanto, potrebbero beneficiare della parziale e/o completa sostituzione dell'idrogeno (se rinnovabile) in termini di minore quantitativo di CO<sub>2</sub> emesso in atmosfera e, quindi, di quote ETS non più conferite.

Va sottolineato che tale valore corrisponde all'ipotesi di alimentare elettrolizzatori con energia certificata rinnovabile; qualora l'alimentazione fosse un mix tra fossile e rinnovabile andrebbe individuata con opportuni meccanismi la quota parte rinnovabile.



\* Settore del cemento si è ipotizzato di sostituire il 10 % dell'imput termico da petcoke  
 \*\* Settore della raffinazione si riferisce alla sostituzione con elettrolisi del 20 % di consumo di idrogeno prodotto al 2018

Figura 1.2 - Impatto dell'utilizzo dell'idrogeno come CO<sub>2</sub> non emessa rispetto alle quote ETS al 2019 (Fonte: ENEA-Confindustria)

L'impatto della sostituzione dei consumi di gas naturale, mediante miscele al 20 % di idrogeno, sulla decarbonizzazione dei settori industriali, porterebbe ad una diminuzione dal 2 % all' 8 % delle quote di CO<sub>2</sub> attualmente in essere (2019). Complessivamente in queste condizioni si avrebbe un contenimento del 3 % delle 84 Mton emissioni di CO<sub>2</sub> emesse (scope 1) dal settore industriale al 2019, valore che arriverebbe al 7 % di abbattimento, qualora si sostituisse al gas naturale miscele composte dal 50 % in volume di idrogeno per coprire le attuali utenze termiche.

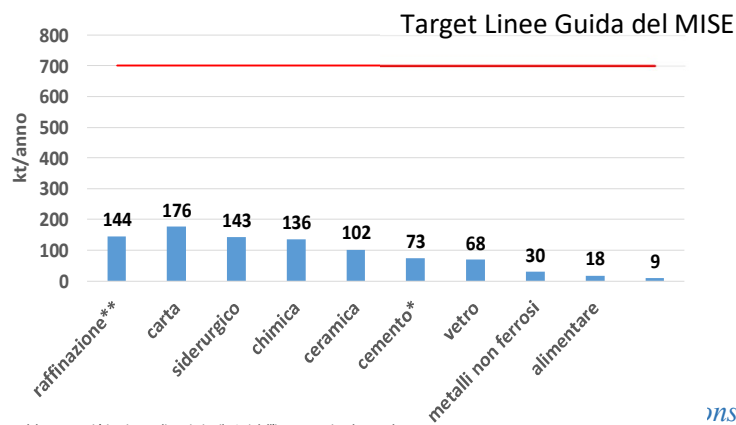


Figura 1.3 - Im

\* Settore del cemento si è ipotizzato di sostituire il 10 % dell'imput termico da petcoke  
 \*\* Settore della raffinazione si riferisce alla sostituzione con elettrolisi del 20 % di consumo di idrogeno attualmente prodotto al 2018

consumo di idrogeno

La stessa analisi è stata condotta con miscele composte dal 50 % idrogeno e gas naturale. I consumi di idrogeno complessivi per i settori su indicati rappresenterebbero una domanda di oltre 1,3 volte l'obiettivo al 2030 prefissato dalle stesse Linee Guida già citate.

Concludendo, lo studio sottolinea che, se da un lato si è cercato di fornire una risposta alla valutazione sul territorio nazionale della domanda potenziale di idrogeno in ambito industriale, occorre affrontare il tema di come potrà/dovrà essere soddisfatta tale domanda in termini di produzione nella quantità necessaria e di continuità di servizio investendo trasporto, accumulo, e distribuzione sul territorio. L'ambito in questione rappresenta un importante tema di riflessione, discussione e confronto che richiederà la partecipazione attiva e proattiva di tutti i soggetti a vario titolo e livello coinvolti e interessati.

## **2. Potenziale di produzione di biometano al 2030**

*Stima ENEA:* è stato condotto uno studio per la stima delle biomasse residuali potenziali da utilizzare per la produzione di biometano [1]. I substrati considerati sono quelli definiti 'avanzati' nell'allegato IX della direttiva rinnovabili (paglia, vinaccia, buccia di pomodoro, pastazzo di agrumi, sansa, FORSU, liquami zootecnici, siero di latte e fanghi di depurazione delle acque reflue urbane ed industriali).

Lo studio si riferisce al potenziale teorico producibile e non tiene conto di un possibile uso alternativo delle suddette biomasse, ad esempio l'uso diretto, oppure in filiere di produzione di altri biomateriali (altri biocarburanti, biopolimeri, biolubrificanti o altri intermediari di processi chimici). I dati sono elaborati sulla potenziale disponibilità di substrati al 2016. Trattandosi di residui, scarti e rifiuti, la disponibilità al 2030 si stima non subisca variazioni considerevoli.

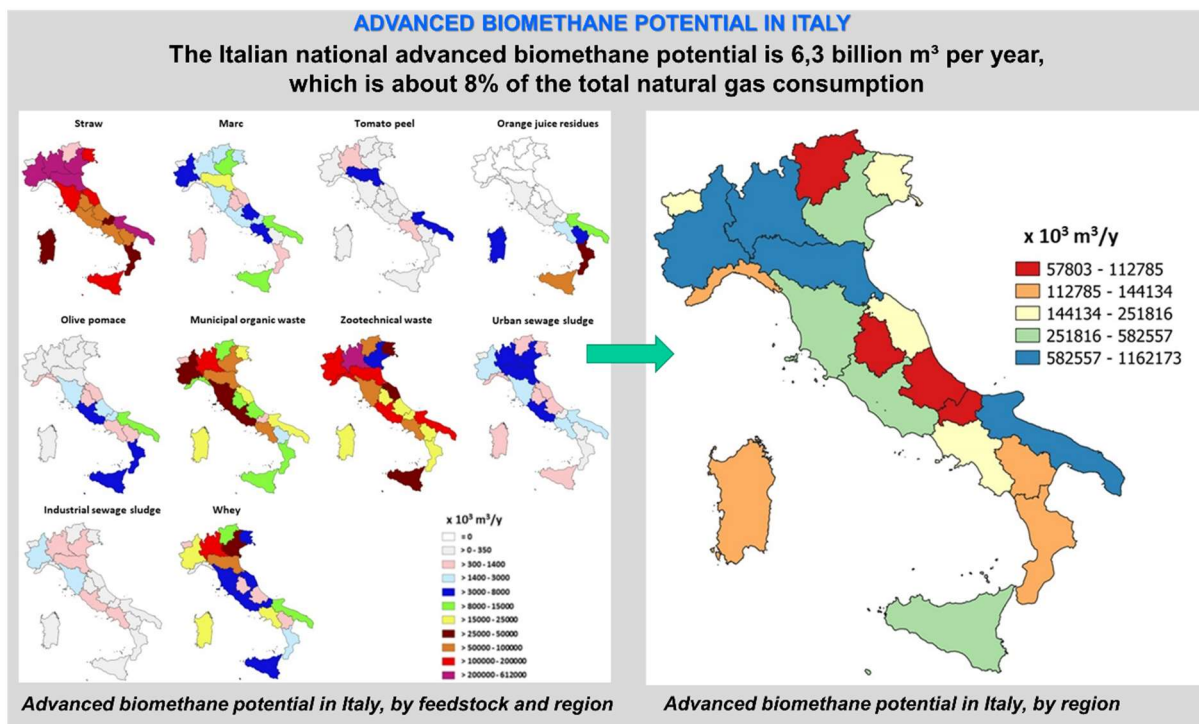
Per il calcolo della massima disponibilità potenziale di materie prime per la produzione di biometano avanzato è stata considerata la produzione dei prodotti principali (e.g. cereali, pomodori, agrumi, latte, FORSU, olio di oliva etc..) ed a questa sono stati applicati opportuni coefficienti, disponibili in letteratura, per risalire alla quantità di residuo. I dettagli delle fonti sono riportati in [1]. Le banche dati utilizzate per la quantificazione, geograficamente esplicita, del prodotto principale sono: Istituto Nazionale di Statistica - ISTAT, Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale - ISPRA, Istituto di Servizi per il Mercato Agricolo Alimentare - ISMEA ed il Sistema Informativo Agricolo Nazionale - SIAN.

La stima su base territoriale delle varie biomasse residuali fermentabili, realizzata nello studio ENEA in termini quantitativi e di producibilità di biometano avanzato da upgrading del biogas, fa riferimento al valore di allocazione geografica che consente una più corretta valutazione degli elementi di gestione logistica ed integrazione con le reti energetiche. L'obiettivo è fornire agli stakeholders della filiera biogas-biometano un insieme di dati ed informazioni utili alla formulazione di eventuali studi di fattibilità per l'avvio di iniziative progettuali.

Il suddetto studio valuta un totale teorico da biomasse residuali pari a 6,3 miliardi di Nm<sup>3</sup>/anno di biometano, ossia lo stesso ordine di grandezza del gas naturale di origine fossile prodotto in Italia (5 miliardi di Nm<sup>3</sup>), e pari a circa l'8 % dei consumi totali (corrispondenti a 74,5 miliardi di Nm<sup>3</sup>, al 2019).

Il valore indicato quantitativo è riferito a biometano "avanzato" da residui e scarti agroindustriali, rifiuti e fanghi da depurazione. Le colture energetiche sono escluse dal calcolo dei potenziali. I potenziali teorici da colture energetiche sono da considerare elastici in quanto dipendono dalla loro incentivazione e dalla volontà di sacrificare terreno fertile ed utilizzare macchinari, acqua e fertilizzanti.

La produzione di biometano da matrici residuali potrebbe incrementarsi di ulteriori circa 5,6 miliardi di Nm<sup>3</sup>, qualora si implementasse la tecnologia Power To Methane utilizzando la CO<sub>2</sub> proveniente dall'upgrading del biogas (o comunque contenuta nel biogas in una frazione di circa il 40%) mediante il processo di metanazione.



*Figura 2.1 - Distribuzione geografica del potenziale (stima ENEA)*

Nel seguito si riportano i valori di produzione ottenuti da studi analoghi, condotti a livello nazionale, che confermano l'ordine di grandezza del potenziale di biometano stimato dallo studio ENEA.

*Stima Consorzio Italiano Biogas e dalla piattaforma tecnologica nazionale sul biometano [2]:* viene definito un potenziale, a livello nazionale, di produzione al 2030 di 8 miliardi di Nm<sup>3</sup>/anno di biometano agricolo, pari a circa il 12-13% dell'attuale fabbisogno annuo di gas naturale. Tali valori tengono conto principalmente di colture energetiche di primo e secondo raccolto, tra cui il mais (ora considerato non sostenibile secondo la direttiva rinnovabili), o colture analoghe in rotazione, per una superficie agricola di 400.000,00 ettari. Al biometano agricolo vengono aggiunti circa 0,5 miliardi di Nm<sup>3</sup> di biometano da FORSU.

*Stima Università Bocconi, Osservatorio Gas Rinnovabile [3]:* l'analisi è condotta quantificando la disponibilità prospettica di fanghi da depurazione, deiezioni animali, scarti agricoli e FORSU sulla base di opportune ipotesi inerenti alla loro consistenza al 2030. Assumendo che tutti gli impianti a biogas esistenti vengano riconvertiti a biometano, e tutti i substrati succitati siano trasformati in biometano, è stato stimato un potenziale produttivo teorico di metano rinnovabile al 2030 pari a 4,5 miliardi di Nm<sup>3</sup>/anno. Considerando lo scenario incentivante attuale, il potenziale economicamente sostenibile è stato stimato in 1,5 miliardi di Nm<sup>3</sup>/anno.

*Stima elaborata da TERNA e SNAM [4]:* lo scenario elaborato nel 2021, valuta una produzione potenziale pari circa 1 miliardo di Nm<sup>3</sup>/anno al 2030, sino a circa 7 miliardi di Nm<sup>3</sup>/anno al 2040.

- [1] Piero Nicola, Motola Vincenzo, Giocoli Alessandro, Salvatore Dipinto, Agostini Alessandro, De Bari Isabella. Potenziale teorico di biometano avanzato in Italia. Rapp Tec ENEA 2021. <https://iris.enea.it/handle/20.500.12079/59541> (accessed June 16, 2022).
- [2] Piattaforma Biometano. Documento programmatico 2016.
- [3] Osservatorio Gas Rinnovabile, Università Bocconi - GREEN. Le prospettive dei gas rinnovabili nel settore dei trasporti in Italia: il futuro ruolo del biometano 2021.
- [4] TERNA, SNAM. Scenario National Trend Italia 2021.