QUOTIDIANO ENERGIA

ROMA, 18 gennaio 2023 Ricerca - Sistema energetico

Idrogeno come vettore per la transizione energetica: siamo pronti?

Il gas, le rinnovabili, la transizione a H2 che accelera ma stenta a decollare: quali sono le criticità? Il punto di Rse

di Ilaria Antoncecchi*

Il decremento della produzione di gas in Europa di questi anni (Fig. 1) è rilevante se letto in chiave geopolitica moderna agganciandosi ai fatti che stanno sconvolgendo lo scenario europeo: la guerra in Ucraina ha, infatti, costretto l'Ue a porsi diverse domande sulla strategicità delle infrastrutture energetiche, sulla necessità di garantirsi un'indipendenza dalle importazioni di gas, sul dover diversificare le fonti di approvvigionamento, anche ai fini di supportare la transizione energetica (*Iea*, 2022[1]) verso fonti rinnovabili. Come noto, esiste un limite concreto all'utilizzo delle sole fonti rinnovabili ed è la loro "non programmabilità" e quindi l'assenza della cosiddetta "flessibilità" dell'accumulo.

La flessibilità dell'accumulo del sistema energetico garantisce un apporto stabile e continuo nel tempo e la possibilità di trasporto a larga scala, assicurando un accesso all'energia a tutti a prezzi competitivi. Per questo, tale limite insieme a tutti i fattori politici, economici, ambientali che impegnano l'Europa nella transizione porta a chiedersi: esistono alternative valide al gas?

La risposta potrebbe essere "sì, l'idrogeno"; benché il suo ruolo strategico come vettore per la transizione sia oggetto di attenzioni ormai da almeno inizio secolo, siamo però ancora lontani dal realizzare concretamente questa alternativa.

Dopo tanti anni, oggi è possibile affermare con chiarezza che la tecnologia necessaria all'utilizzo dell'idrogeno è in una fase quasi matura, anche grazie a iniziative di finanziamento di rilievo che impegnano il settore delle industrie e della ricerca quali: il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (Pnrr), Mission Innovation e la Ricerca di Sistema (RdS). Tutte attività di ricerca a cui la società Ricerca sul Sistema Energetico - Rse S.p.A. partecipa in sinergia con altri enti quali Enea e Cnr.

Nella Monografia "Idrogeno un vettore energetico per la decarbonizzazione" disponibile sul sito (https://www.rse web.it/prodotti_editoriali/idrogeno_rseview/) Rse aveva fatto il punto sullo stato delle conoscenze per l'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico mettendo in evidenza le due tecnologie di produzione più promettenti per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione (Fig. 2): i) conversione in idrogeno dell' energia prodotta da fonti rinnovabili attraverso tecnologie di elettrolisi – *Power to Hydrogen* (idrogeno verde) e ii) produzione da fonti fossili dell'idrogeno e/o da *steam*

reforming accoppiato a tecnologie CCUS – *Carbon Capture Utilization and Storage* (idrogeno blu)[2] ovvero cattura e stoccaggio nel sottosuolo della CO2.

Per entrambe queste tecnologie, per un utilizzo del vettore idrogeno su larga scala sia nel breve che nel lungo periodo, è utile considerare un sistema di stoccaggio dell'idrogeno o della CO2 in sottosuolo che permetta, nel primo caso di modulare l'immissione dell'energia nel sistema tramite lo stoccaggio dell'idrogeno puro prodotto evitando l'emissione di CO2, e nel secondo caso di abbattere significativamente le emissioni associate alla produzione dell'idrogeno blu attraverso il riutilizzo della CO2 stoccata ad esempio per processi di *enhanced gas recovery* di giacimenti.

Nonostante il grande interesse, in Europa, esistono attualmente molti progetti ma pochi esempi concreti di applicazione di queste tecnologie[3], e in Italia, se pur alcune compagnie hanno provato a lanciare dei progetti su scala industriale[4], questi non sono ancora realmente partiti.

Nel percorso che conduce all'obiettivo di emissioni nulle, l'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili, può essere chiamato a soddisfare circa il 10% della domanda energetica complessiva, con una penetrazione più elevata nel settore industriale, in quello dei trasporti e nella produzione di carburanti rinnovabili.

La modalità di trasporto, e le eventuali infrastrutture necessarie alla fornitura di queste elevate quantità di idrogeno (dell'ordine, nel caso italiano, di 40 miliardi di Smc/anno) costituiscono temi aperti, rispetto ai quali le soluzioni ottimali dipenderanno dalla distribuzione sul territorio nazionale sia degli impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili che dei centri di consumo dell'idrogeno. Allo stato attuale appare ragionevole ipotizzare il riutilizzo delle infrastrutture di trasporto esistenti, sia del settore elettrico che del gas; questo sia per una soluzione "transitoria" o "di breve periodo", prevedendo il trasporto di un mix dell'idrogeno con il gas naturale - HGN (*blending*) sia per una soluzione di "lungo periodo" prevedendo il trasporto dell'idrogeno puro in rete.

Per queste tre sezioni della filiera (produzione, stoccaggio e trasporto), i percorsi di sviluppo tecnologico e normativo devono andare di pari passo; nonostante il tema "idrogeno" sia di particolare interesse per l'Europa, non vi sono ancora delle normative dedicate in materia di stoccaggio e trasporto di idrogeno con particolare riguardo alla visione di lungo periodo (100% H2).

Nell'ambito delle attività di RdS svolte da Rse nel triennio 2019-2021[5] "Analisi a supporto dello sviluppo di una normativa per lo stoccaggio dell'idrogeno", sono state individuate le principali lacune da colmare per redigere una normativa specifica. I temi individuati sono in linea con quelli dei tavoli europei della Iea (Task 42 del TCP Hydrogen TCP42)[6] sullo stoccaggio in sottosuolo, e riguardano:

- siti idonei per lo stoccaggio (es. duomi salini e campi esauriti di idrocarburi);
- percorso autorizzativo;
- sicurezza dello stoccaggio in sottosuolo (tenuta e integrità del sistema di stoccaggio, aspetti di corrosione e interazione microbica[7]);
- standard di sicurezza per lo stoccaggio e il trasporto in condotte (es. rilascio e dispersione del gas, combustione del mix H2-CH4);
- attività di monitoraggio (es. fratturazione della roccia e attivazione di sismicità);

- accettabilità sociale.

Per quanto riguarda lo stoccaggio in sottosuolo dell'idrogeno, seppure con le differenze del caso, rappresenta un importante riferimento normativo la direttiva 2009/31/CE sullo stoccaggio della CO2, oltre alla normativa sullo stoccaggio di gas naturale in sottosuolo.

Per quanto invece riguarda, il sistema di trasporto del mix HGN e di H2 , alcune indicazioni sono contenute negli standard tecnici Americani[8] (ASME) e altre nell'ambito degli standard CEN[9].

La visione a breve termine del trasporto dell'idrogeno prevede la riconversione delle infrastrutture del gas esistenti per il *blending*[10] a diverse concentrazioni (in accordo con la normativa vigente). Si prevede che al 2040 circa il 69% dell'infrastrutture dell'idrogeno riutilizzerà i gasdotti esistenti mentre il restante 31% sarà costituito da nuove infrastrutture dedicate[11]. Tale possibilità sembra quella più immediatamente percorribile considerando possibile un adattamento della normativa vigente per il gas naturale, mantenendo le caratteristiche di sicurezza per le infrastrutture e non compromettendo la qualità del gas naturale trasportato, attualmente dominante nel mercato europeo[12].

Nell'ambito delle sperimentazioni in corso non è ancora possibile individuare parametri comuni adottabili da tutti gli Stati per le concentrazioni del *blending* in riferimento all'indice di Wobbe[13] e al potere calorifico. Alcuni Paesi stanno promuovendo attività di sperimentazione legate al trasporto di piccole percentuali di idrogeno in miscela compatibilmente con la normativa vigente.

Altri Paesi, invece, stanno già lavorando su una soluzione a lungo termine di trasporto dell'idrogeno puro in installazioni dedicate, ritenendo queste ultime delle soluzioni più convenienti in previsione di un maggiore sviluppo del mercato dell'idrogeno. Questa opzione comporterebbe in futuro la realizzazione di una regolamentazione dedicata e l'individuazione di parametri di qualità diversi, definiti in base ai principi su cui si fonda l'attuale normativa del gas naturale. Tale prospettiva è tutt'altro che semplice dovendo crearsi un mercato dell'idrogeno fondato sulla certificazione della fonte, sull'*unbundling* delle società produttrici da quelle del trasporto ed evitando frammentazioni del mercato nei diversi Stati.

RSE sta portando avanti tutti questi temi, a livello multidisciplinare, nel piano triennale di ricerca sull'idrogeno, ponendosi obiettivi all'avanguardia rispetto all'attuale fase della ricerca di settore che è ancora lontana dagli obiettivi di implementazione al 2050 per l'idrogeno come alternativa al sistema del gas naturale.

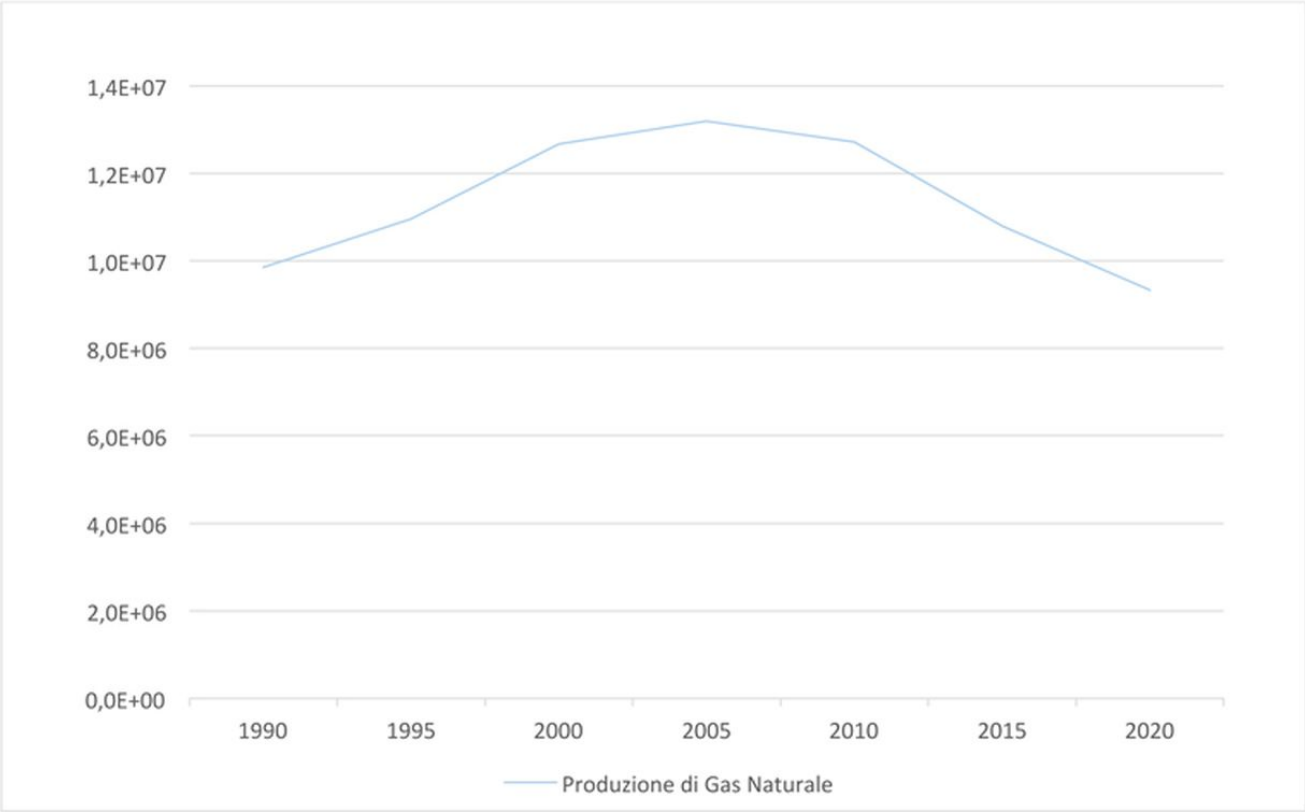

Figura 1 Rielaborazione dati su produzione del gas naturale in Europa dal 1990-2019 (fonte IEA https: https://www.iea.org/fuels-and-technologies/gas).

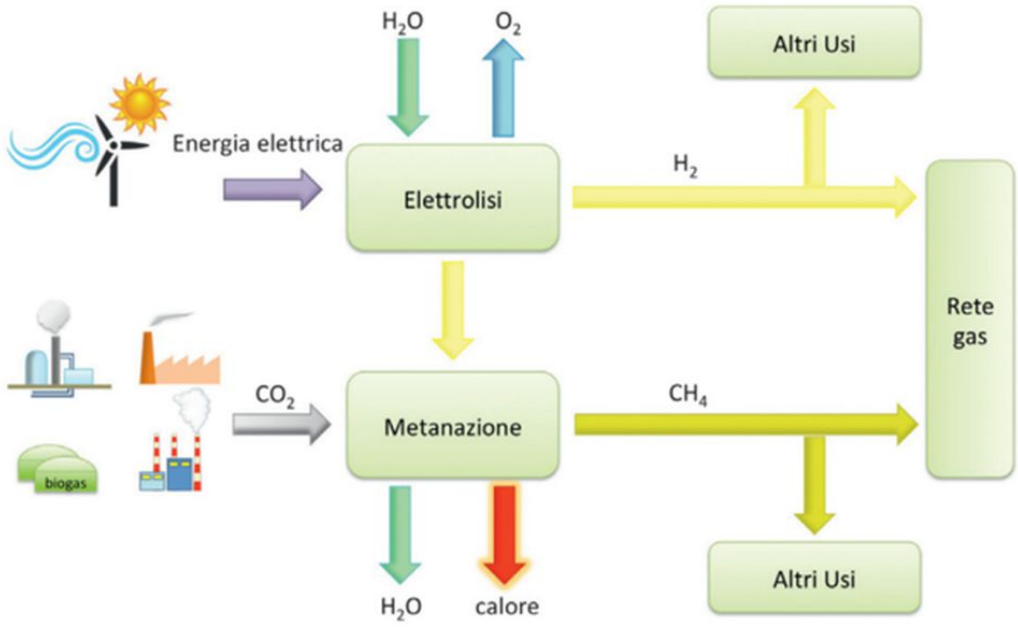

Figura 2 schema di un possibile sistema power to gas: l'idrogeno prodotto da energia rinnovabile può essere utilizzato tale e quale o iniettato nella rete gas con o senza conversione in metano sintetico (Monografia sull'idrogeno RSE).

***RSE – Ricerca Sistema Energetico – Dipartimento Sviluppo Sostenibile e Fonti Energetiche**

Rubrica a cura di Claudia Imposimato

Note:

1. *International Energy Agency Report in Electricity Market, January 2022 disponible al link https://iea.blob.core.windows.net/assets/d75d928b-9448-4c9b-b13d-6a92145af5a3/ElectricityMarketReport_January2022.pdf*
2. *La CCUS è stata considerata strategica nell'ambito della politica energetica europea, quale tecnologia di transizione in grado di contribuire alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.*
3. *Leader nel settore sono la Norvegia "progetto Northern Light", UK con il "Piano per la Rivoluzione Industriale Verde" ma anche Olanda.*
4. *Non ultimo (2021) il progetto CCS Ravenna; in precedenza progetto ENI – ENEL per la Cattura della CO2 nella centrale elettrica di Brindisi sud ed ENI per l'iniezione in un giacimento esausto di gas a Cortemaggiore e della riconversione della centrale di Porto Tolle.*
5. *Rapporto di ricerca di Sistema "Analisi a supporto dello sviluppo di una normativa per lo stoccaggio dell'idrogeno", I. Antoncecchi, F. Cappelletti, R. Marazzi (RSE S.P.A.), 2020 (Rif. 20010728)*
6. *https://www.rse-web.it/rapporti/analisi-a-supporto-dello-sviluppo-di-una-normativa-per-lo-stoccaggio-dellidrogeno/ https://www.ieahydrogen.org/task/task-42-underground-hydrogen-storage/*
7. *Es. di alcune iniziative europee a cui RSE partecipa sul tema della corrosione e dei fenomeni microbici: COST action EURO-MIC; «Microbial Corrosion» Working Group (WP10; «Corrosion in Low-Carbon Energy Technology» of The European Federation of Corrosion (EFC).*
8. *ASME B31.12 (2008) Hydrogen Piping and Pipelines*
9. *Rapporto CEN marzo 2022 - Infrastrutture del gas - Conseguenze dell'immissione di idrogeno nelle reti gas e identificazione delle relative esigenze di normazione nell'ambito del CEN/TC 234*
10. *Extending the European Hydrogene Backbone-A european hydrogen infrastructure vision covering 21 Countries» Netherlands, 2021*
11. *Creos, DESFA, Elering Enagas, Energinet, Eustream, FGSZ, Fluxzs Belgium, Gasgrid Finland, Gasunie, GAZ-System, GCA, GNI, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, PLinovodi, SNAM, TAG Terèga, «Extending the European Hydrogne Backbone-A european hydrogen infrastructure vision covering 21 Countries,» Netherlands, 2021*
12. *Rapporto RDS "Ricognizione delle sperimentazioni in corso a livello europeo a supporto dello sviluppo di una regolamentazione europea sui range di interoperabilità delle reti per il trasporto di gas naturale e idrogeno "Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021" nell'ambito del progetto 1.2 "Sistemi di accumulo, compresi elettrochimico e Power to Gas, e relative interfacce con le reti" – WP 5 "Idrogeno" e costituisce Deliverable della Linea di Attività 5.2 "Sviluppi tecnologici e normativi legati al vettore idrogeno".*
13. *L'indice di Wobbe (WI) è il principale indicatore dell'interscambiabilità a parità di pressione dei gas carburanti come il gas naturale, il GPL ed è frequentemente definito nelle specifiche delle forniture di gas e nei trasporti. Esso è definitivo come il rapporto tra il potere calorifico di un gas per unità di volume e la radice quadrata della sua densità relativa nelle stesse condizioni di riferimento (rif norma UNI EN 437:2021)*

TUTTI I DIRITTI RISERVATI. È VIETATA LA DIFFUSIONE E RIPRODUZIONE TOTALE O PARZIALE IN QUALUNQUE FORMATO.
Privacy policy (GDPR)
www.quotidianoenergia.it