Francesco Di Mario, Marina Ronchetti***
**ENEA, Unità Tecnica Fonti Rinnovabili*
***ENEA, Unità di Progetto di Sistema Elettrico*
francesco.dimario@enea.it
marina.ronchetti@enea.it

L'IDROGENO COME VETTORE ENERGETICO: I PROCESSI DI PRODUZIONE

Viene presentato un quadro dello stato attuale e delle prospettive di sviluppo dei diversi processi di produzione dell'idrogeno, con particolare riferimento alla sostenibilità degli stessi, essenziale per lo sviluppo di questo vettore energetico nel medio-lungo termine.

L'idrogeno è da tempo ampiamente utilizzato nell'industria (circa 50 milioni di t/anno, corrispondenti a circa il 2% del consumo mondiale di energia) con tecnologie e processi ormai consolidati e adatti a settori di impiego che riguardano in prevalenza la petrolchimica e la chimica di base. Il suo utilizzo come vettore energetico è stato oggetto di un'attenzione crescente negli ultimi anni, per il contributo che può dare, in prospettiva, allo sviluppo di un sistema energetico sostenibile, favorendo la riduzione delle emissioni, a livello sia locale che globale, e la diversificazione delle fonti di energia; l'idrogeno, infatti, può essere prodotto da fonti diverse, sia fossili che rinnovabili, ed essere utilizzato in numerose applicazioni, sia stazionarie che mobili, potenzialmente senza emissioni dannose per l'ambiente.

La sua diffusione in questi mercati, prevedibile in una prospettiva di medio-lungo termine, pone problemi sostanzialmente diversi rispetto agli usi industriali, in termini di fonti utilizzate, impatto ambientale, costi, sicurezza, accettabilità per gli utenti. Richiede quindi che vengano sviluppate tecnologie in gran parte nuove, nelle diverse fasi che vanno dalla produzione alle applicazioni finali; in particolare, le più importanti barriere da superare riguardano la sostenibilità dei processi

di produzione, la realizzazione delle infrastrutture per il trasporto e la distribuzione, lo sviluppo di sistemi per l'accumulo a bordo dei veicoli e di tecnologie affidabili e competitive per l'impiego nelle diverse applicazioni (in particolare, le celle a combustibile) [1-2].

Oltre al superamento di tali barriere, la diffusione dell'idrogeno richiede la disponibilità di un quadro normativo adeguato e di politiche energetiche e ambientali favorevoli; richiede inoltre che l'idrogeno, ed i sistemi per il suo impiego, siano in grado di competere con le possibili soluzioni alternative: ad esempio, biocombustibili, combustibili sintetici, veicoli ibridi ed elettrici a batteria per il trasporto, altri sistemi di generazione "zero emission" (da rinnovabili, da carbone o da nucleare) per le applicazioni stazionarie.

Gli impegnativi programmi in corso a livello internazionale hanno consentito di fare progressi notevoli nello sviluppo delle diverse tecnologie e nella dimostrazione delle stesse, anche se permangono incertezze sui tempi della possibile introduzione nel mercato dell'idrogeno, in particolare per l'applicazione più promettente, che è quella dei veicoli.

La possibilità di produrre l'idrogeno a costi competitivi e utilizzando processi sostenibili da un punto di vista ambientale è una condizione essenziale, anche se non l'unica, per lo sviluppo dell'idrogeno; dalle caratteristiche del processo di produzione dipendono, in gran parte, i benefici derivanti dall'impiego dell'idrogeno, sia per quanto riguarda la diversificazione delle fonti che per la riduzione delle emissioni di gas serra.

L'idrogeno non è una fonte primaria di energia, in quanto si trova in natura solo in combinazione con altri elementi (con ossigeno nell'acqua; con carbonio, idrogeno e ossigeno nella materia vivente e nei combustibili fossili) e va prodotto a partire dai suoi composti, utilizzando altre forme di energia. Numerosi sono i processi, e le fonti di energia, utilizzabili, a partire dai combustibili fossili, dalle biomasse, dall'acqua, con diverse potenzialità e diverso stato di sviluppo (Fig. 1).

Inoltre, in funzione del processo utilizzato, la produzione può avvenire a livello centralizzato, in impianti di grossa taglia, oppure a livello distribuito, in impianti di piccola taglia collocati in prossimità delle utenze. La produzione distribuita può rappresentare la soluzione più interessante per diffondere l'uso dell'idrogeno nel breve-medio termine, in quanto richiede minori investimenti e minori infrastrutture di trasporto e distribuzione rispetto alla produzione centralizzata, che a sua volta può garantire, al crescere della domanda di idrogeno, costi minori e, nel caso della produzione da fossili, minore impatto ambientale.

Un'analisi dello stato attuale e delle prospettive di sviluppo dei diversi processi di produzione viene riportata nel seguito.

Produzione da combustibili fossili

Le tecnologie di produzione di idrogeno a partire dai combustibili fossili (steam reforming, ossidazione parziale, gassificazione) sono mature e ampiamente utilizzate (>95% dell'idrogeno prodotto attualmente),

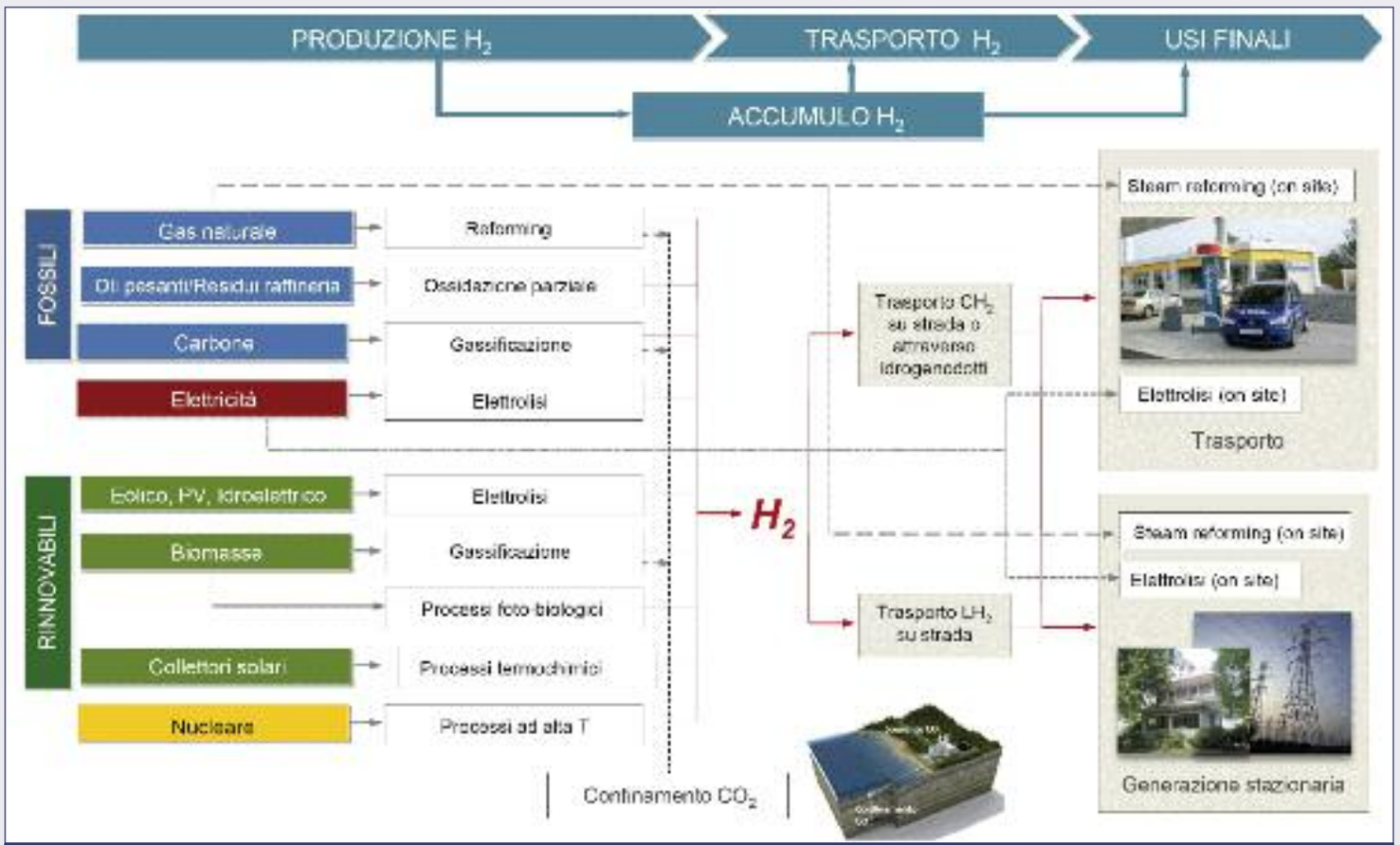

Fig. 1 - Processi di produzione dell'idrogeno

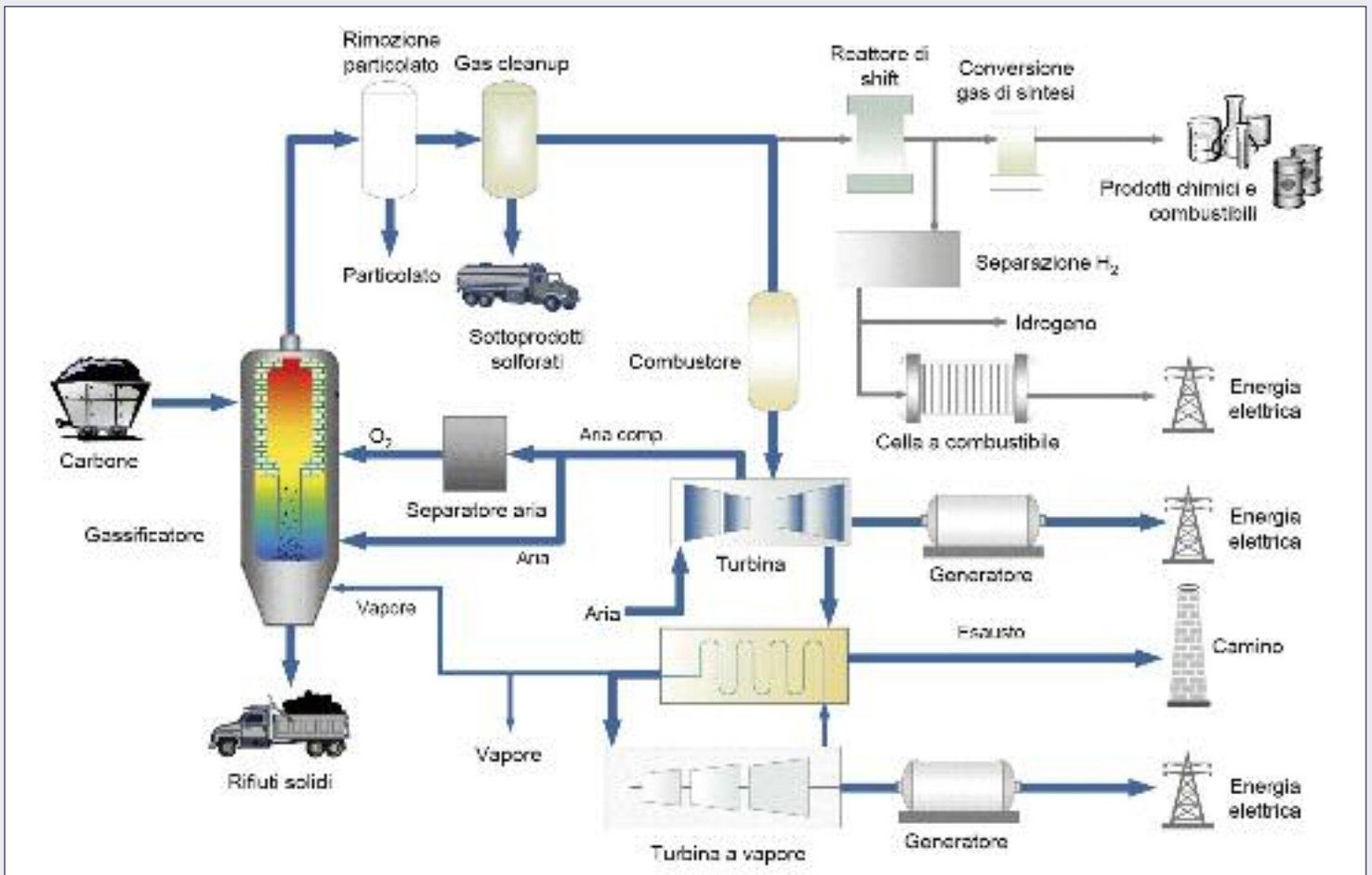

Fig. 2 - Processo di gassificazione del carbone integrato in un impianto a ciclo combinato, con cogenerazione di energia elettrica e idrogeno

anche se vanno ottimizzate, da un punto di vista energetico e di impatto ambientale, e soprattutto di costi, per la produzione su vasta scala dell'idrogeno come vettore energetico. Inoltre, qualunque sia il processo e il combustibile di partenza impiegato, la produzione da fossili, per essere sostenibile nel medio-lungo periodo, dovrà essere accoppiata alla separazione e al confinamento della CO_2 prodotta insieme all'idrogeno (CCS, Carbon Capture and Storage) [3-5].

Lo sviluppo di soluzioni per il CCS economiche e affidabili nel lungo termine è condizione essenziale non solo per produrre idrogeno da fonti fossili ma, più in generale, per utilizzare in futuro le stesse fonti in maniera compatibile con l'ambiente; le problematiche relative vengono affrontate nell'ambito dei programmi di sviluppo di sistemi di generazione avanzati.

Produzione da idrocarburi

Attualmente circa il 78% dell'idrogeno viene prodotto da gas naturale (48%) e da altri idrocarburi (30%). Il processo più economico e diffuso è lo steam reforming del gas naturale (ma anche gas di petrolio liquefatto o nafta). Tecnologicamente il processo è maturo, con possibili miglioramenti focalizzati sui recuperi termici, l'integrazione del processo e la purificazione del gas. Le taglie tipiche utilizzate nelle applicazioni industriali sono comprese tra 100.000 e 250.000 Nm^3/h e presentano efficienze termiche prossime all'80%. Impianti di capacità media (200-500 Nm^3/h) e piccola (50-300 Nm^3/h) vengono proposti per specifiche applicazioni industriali, con minori efficienze e con costi unitari maggiori. Sistemi di capacità ancora più piccola (1-50 Nm^3/h) vengono utilizzati per l'integrazione con celle a combustibile o per stazioni di rifornimento di idrogeno per veicoli; in questo caso, esistono ulteriori necessità di sviluppo, connesse principalmente con l'integrazione delle diverse apparecchiature, la purificazione del gas prodotto e lo studio di catalizzatori innovativi. Per gli idrocarburi più pesanti si utilizzano i processi di reforming auto-termico o di ossidazione parziale con efficienze termiche di oltre il 75% [6].

Accanto ai processi più maturi esistono altri processi, meno utilizzati o in via di sviluppo, come il *Sorption Enhanced Reaction Process*, che prevede nello stesso reattore l'assorbimento della CO_2 su materiali opportuni, e il *reforming solare*, nel quale parte dell'energia necessaria alla reazione di reforming viene fornita da calore solare.

Il costo dell'idrogeno prodotto con i processi di reforming dipende fortemente dalla taglia dell'impianto e dal costo del gas naturale (che per i grossi impianti costituisce tra il 50 e il 70 % del costo finale). L'aumento del costo del gas naturale ha comportato negli ultimi anni un sensi-

Tab. 1 - Caratteristiche delle diverse tecnologie di elettrolizzatori [15]

Tecnologia	Elettrolizzatori alcalini		Elettrolizzatori a membrana inorganica	Elettrolizzatori a polimero solido (PEM)	Elettrolizzatori ad alta temperatura (HTE)
	Convenzionali	Avanzati			
Stadio di sviluppo	Commerciale per le grandi taglie	Prototipi e unità commerciali	Unità commerciali	Prototipi e unità commerciali	Unità da laboratorio
Elettrolita	25-35% KOH	25-40% KOH	14-15% KOH	Membrana Nafion	Y_2O_3+ZrO_2
Temperatura, °C	70-90	80-145	90-120	80-150	900-1000
Pressione, bar	1-2	Fino a 120	Fino a 40	Fino a 400	Fino a 30
Consumo di energia, kWh/Nm^3 H_2	4,3÷4,9	3,8÷4,3	4,8	3,6-4,0	2.5-3,5

bile incremento del costo dell'idrogeno, passato, per impianti di grande taglia, da 5÷6 €/GJ* (con costo del gas di 3 €/GJ) a >8 €/GJ (con costo del gas prossimo a 6 €/GJ). L'aggiunta del CCS a tali impianti, insieme ad un ulteriore aumento del costo del gas naturale, fa prevedere al 2020 un costo superiore agli 11 €/GJ. Per gli impianti di piccola taglia il costo attuale dell'idrogeno è intorno a 20 €/GJ; al 2020, tenendo conto della possibile ottimizzazione della tecnologia e dell'aumento del costo del gas naturale, viene previsto un costo di poco superiore [7-12].

Gassificazione del carbone

Circa il 18% dell'idrogeno viene attualmente prodotto mediante gassificazione del carbone, in impianti di grossa taglia (100.000-200.000 Nm^3/h). L'efficienza è dell'ordine del 60-65%, con una riduzione di 3-6 punti nel caso sia compresa la separazione della CO_2. La tecnologia è considerata matura, anche se più complessa e meno consolidata di quella di steam reforming. Le potenzialità per ulteriori miglioramenti sono ancora notevoli e riguardano nuove tecnologie, come le membrane, per la separazione dell'aria, la configurazione dei gassificatori, i sistemi di pulizia a caldo dei gas, nuovi solventi e nuove membrane per la separazione dell'idrogeno.

Gli impianti di gassificazione del carbone, integrati in cicli combinati con separazione della CO_2, rappresentano anche un'opzione molto interessante per la cogenerazione centralizzata di energia elettrica e idrogeno (Fig. 2), in quanto hanno costi specifici di impianto comparabili a quelli di impianti analoghi per la sola produzione di energia elettrica e costi dell'idrogeno simili o inferiori a quelli ottenibili con la sola produzione di idrogeno [13].

La complessità dei sistemi di produzione dell'idrogeno da carbone si traduce in costi di investimento maggiori, rispetto allo steam reforming del gas naturale, solo in parte compensati dal minor costo del combustibile, e quindi in maggiori costi dell'idrogeno prodotto. In letteratura vengono riportati costi compresi tra 8 e 10 €/GJ, per costi del carbone variabili da 1,5 a 2 €/GJ; la presenza del CCS comporta un aumento significativo del costo dell'impianto (15-20%), con il costo dell'idrogeno che passa a 10-12 €/GJ [7-12].

La differenza di costo tra l'idrogeno prodotto a partire da gas naturale e quello ottenuto da carbone potrebbe ridursi in futuro, sia perché la gassificazione del carbone presenta, rispetto allo steam reforming, maggiori margini di miglioramento nel medio termine, sia perché il costo del carbone potrebbe subire incrementi di costo proporzionalmente inferiori rispetto a quelli del gas naturale.

Elettrolisi

L'elettrolisi [14] permette di scindere l'acqua nei suoi costituenti, idrogeno e ossigeno, usando energia elettrica. Il processo ha, allo stato attuale, costi sensibilmente più elevati rispetto alla produzione di idrogeno da fossili e copre solo una piccola quota della produzione mondiale (4%), essendo utilizzato per soddisfare richieste limitate di idrogeno ad elevata purezza.

Diverse sono le tecnologie disponibili e in via di sviluppo (Tab. 1). Gli elettrolizzatori disponibili sul mercato sono essenzialmente di due tipi: quelli alcalini, che utilizzano una soluzione di KOH come elettrolita, e quelli a polimero solido, che hanno un elettrolita costituito da una membrana polimerica. I primi rappresentano una tecnologia matura e ampiamente utilizzata, anche se suscettibile di sensibili miglioramenti in termini di aumento dell'efficienza (attualmente valori del 40-60% compresi gli ausiliari), aumento della durata e riduzione dei costi (dai valori attuali di 800-1.500 €/kW_{H2}). Gli elettrolizzatori a polimero solido presentano alcuni vantaggi (assenza di liquidi corrosivi, maggiore densità di corrente, pressioni operative più elevate), ma hanno maggiori problemi di durata.

Una linea di sviluppo interessante, in una prospettiva di medio termine, è l'elettrolisi ad alta temperatura (800-1.000 °C), che fornisce una parte dell'energia necessaria sotto forma di calore (da processi industriali, dal nucleare o da solare), riducendo in maniera significativa l'impiego di energia elettrica (anche fino al 40%). La disponibilità commerciale è prevista oltre il 2020, con efficienze dell'80%.

Gli elettrolizzatori, per le loro caratteristiche di modularità, sono adatti sia per la produzione di idrogeno distribuita che, in prospettiva, per quella centralizzata. Il fattore che più influenza il costo dell'idrogeno prodotto è l'efficienza del sistema, visto che il costo dell'energia elettrica impiegata rappresenta, per taglie significative, oltre l'80% del costo dell'idrogeno. Si stima che, con una produzione su ampia scala degli impianti, il costo dell'idrogeno da elettrolisi da rete potrà variare da 30 €/GJ al 2010 a 15 €/GJ al 2030 (con un costo dell'elettricità di 0,03 €/kWh) [15].

La sostenibilità del processo dipende dalla fonte utilizzata per produrre energia elettrica. La soluzione più favorevole da questo punto di vista è quella che prevede l'accoppiamento con fonti rinnovabili, come il fotovoltaico e l'eolico, accoppiamento che può avere un senso in situazioni particolari (impianti isolati) o in presenza di una produzione da rinnovabili così diffusa da rendere opportuno l'impiego dell'idrogeno per l'accumulo dell'elettricità prodotta. I costi di produzione dell'idrogeno da rinnovabili sono attualmente molto più elevati di quelli ottenibili con energia elettrica da rete, anche se una riduzione significativa può essere prevista nel medio termine.

* GJ equivale a circa 8,33 kg di idrogeno

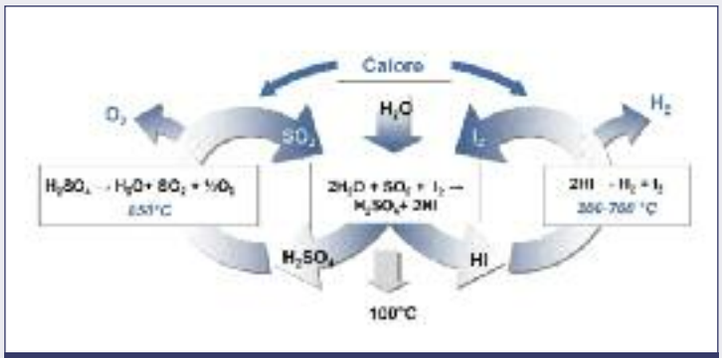

Fig. 3 - Schema del processo zolfo-iodio

Produzione da biomasse

L'idrogeno può essere prodotto a partire da biomasse mediante numerosi processi termochimici (gassificazione, pirolisi) e biologici. Tra i primi, più adatti per produzione centralizzata, il più importante è la *gassificazione* [16]. Il processo è analogo a quello impiegato per il carbone, anche se le taglie sono inferiori, e le biomasse utilizzate possono avere origine diversa (residui agricoli, rifiuti, biomasse prodotte ad hoc). La tecnologia, attualmente presente in numerosi sistemi dimostrativi, non ha ancora raggiunto la maturità; miglioramenti sono necessari per l'affidabilità e i costi del processo, oltre che per la logistica delle biomasse. Il costo dell'idrogeno prodotto dipende dalla taglia dell'impianto e dal costo della biomassa e può assumere valori dell'ordine di 10-30 €/GJ [7-11]. La produzione mediante *digestione anaerobica delle sostanza organiche* è attualmente a livello di fermentatori da laboratorio; le potenzialità sono notevoli, ma è ancora necessario un impegnativo sforzo di ricerca per comprendere e ottimizzare l'intero processo e procedere ad un aumento di scala dello stesso.

La produzione di idrogeno dalle biomasse è in competizione con altri possibili usi delle stesse, sia di tipo convenzionale (combustione per produzione di energia elettrica e calore), che non (produzione di biocombustibili; impiego dei gas prodotti, come metano o gas ricchi di idrogeno, direttamente in celle a combustibile ad alta temperatura). Tali impieghi alternativi vanno tenuti nel dovuto conto nel valutare le potenzialità e le prospettive di questa linea.

Produzione dall'acqua mediante cicli termochimici

I cicli termochimici consistono in una sequenza di reazioni chimiche il cui effetto complessivo è la dissociazione dell'acqua in idrogeno e ossigeno: grazie alla formazione di opportuni intermedi, che vengono rigenerati, si può realizzare tale dissociazione a temperature inferiori rispetto a quelle di termolisi diretta dell'acqua (T>2.000 °C) e, in teoria, senza contributi di lavoro elettrico. Il calore necessario può essere fornito da energia solare o nucleare e i rendimenti possono essere del 40-50%, superiori a quello del sistema produzione di energia elettrica - elettrolisi dell'acqua.

Ad oggi, sono stati concepiti e studiati più di 200 cicli termochimici. Per la maggior parte di questi lo studio ha riguardato soltanto un'attività teorica più o meno approfondita, e solo pochi sono stati sottoposti a un'analisi di fattibilità scientifica in laboratorio [17-18]. Tra questi, merita di essere citato il processo zolfo-iodio (Fig. 3), che è stato sviluppato fino a una dimostrazione del ciclo chiuso in laboratorio (produzione di circa 30 NL/h di idrogeno in continuo per una settimana) e per il quale è prevista a breve la realizzazione di un impianto pilota. Aspetti critici del processo sono la separazione dell'idrogeno prodotto e i problemi di corrosione associati ai composti utilizzati.

I cicli termochimici sono adatti, per la loro complessità, ad una produzione dell'idrogeno centralizzata, accoppiata con impianti nucleari di IV generazione o con sistemi solari a concentrazione. Lo sviluppo di sistemi commerciali richiede ancora un impegno notevole e di lunga durata e la loro disponibilità può essere prevista al 2030. I costi previsti sono dell'ordine di 10-20 €/GJ da nucleare e quasi il doppio da solare [16-18].

Altri processi avanzati

Processi potenzialmente molto promettenti, ma ancora a livello di laboratorio, sono la *foto-elettrolisi* e la *produzione foto-biologica* [18, 22]. La prima unisce nello stesso dispositivo la produzione di energia elettrica da luce solare e l'impiego della stessa per produrre idrogeno dall'acqua mediante elettrolisi, convertendo direttamente la luce solare in energia chimica; nella seconda l'idrogeno viene prodotto da materiale organico e acqua tramite la fotosintesi clorofilliana seguita da fermentazione dei carboidrati da parte di microalghe. In entrambi i casi sono stati ottenuti in laboratorio risultati interessanti, ma è necessario uno sforzo notevole di ricerca e sviluppo per raggiungere la maturità tecnica e commerciale, che può essere prevista solo nel lungo termine.

Tab. 2 - Processi di produzione di idrogeno

Tecnologia		Stato di sviluppo	Emissioni CO_2	Tipologia di produzione		Costo di produzione (/GJ)	
				Distribuita	Centralizzata	Attuale	Futuro
Steam reforming del gas naturale	senza CCS	Impianti commerciali	Medio/Alte		✓	5-9 /GJ (GN 3-6 /GJ) (20.000- 250.000 Nm^3/h)	
				✓		19-22 /GJ (<20.000 Nm^3/h)	21-25 /GJ (2020)
	con CCS	Prototipi in sviluppo	Basse		✓	-	11-12 /GJ (2020)
Gassificazione del carbone	senza CCS	Impianti commerciali	Alte		✓	8-10 /GJ (Carbone 1.5-2 /GJ	-
	con CCS	Prototipi in sviluppo	Basse		✓	-	10-12 /GJ (2020)
Gassificazione biomasse		Impianti pilota	Basse	✓	✓	10-30 /GJ	10-20 /GJ (2020)
Processi biologici		Stadio di laboratorio	Nulle	✓		-	-
Elettrolisi energia elettrica da rete		Unità commerciali	*	✓	✓	25 /GJ (EE 0.025 /kWh) 200 /GJ (EE 0.20 /kWh)	15-30 /GJ (2030)
Cicli termochimici	solare	Stadio R&S	Nulle		✓	-	20-30 /GJ (2030)
	nucleare	Stadio di R&S	Nulle		✓	-	10-20 /GJ (2030)

* Le emissioni sono quelle imputabili alla produzione di energia elettrica

Conclusioni

La disponibilità di processi di produzione sostenibili da un punto di vista energetico e ambientale e in grado di fornire idrogeno a costi competitivi per le diverse applicazioni, sia mobili che stazionarie, è condizione essenziale per lo sviluppo di questo vettore energetico nel medio-lungo termine.

Un quadro riassuntivo delle caratteristiche dei principali processi disponibili e in via di sviluppo è riportato nella Tab. 2. Sia i primi che i secondi richiedono, se pur in maniera diversa, uno sforzo notevole per raggiungere, in prospettiva, obiettivi compatibili con un'ampia diffusione dell'idrogeno; in particolare, per le applicazioni veicolari è richiesto un costo alla stazione di servizio (comprese le spese per trasporto e distribuzione) non superiore a 2-3 €/kg (circa 15-25 €/GJ). Molto critici sono, da un lato, la dimostrazione della fattibilità e accettabilità del CCS per la produzione da fossili e, dall'altro, lo sviluppo dei processi da rinnovabili (e nucleare). Entrambe tali linee, essenziali per "decarbonizzare" la produzione di idrogeno, potrebbero raggiungere uno sviluppo compatibile con le applicazioni commerciali dopo il 2020. A partire da tale data si potrebbe pensare da una graduale "decarbonizzazione" della produzione di idrogeno, dopo una fase iniziale di dimostrazioni e prima introduzione nel mercato basata essenzialmente sui processi di produzione oggi disponibili.

Bibliografia

[1] NRC (National Research Council) "The hydrogen economy: opportunities, costs, barriers, and R&D needs", Washington (DC), National Academies Press, 2004

[2] M. Ball, M. Wietschel, *International Journal of Hydrogen Energy,* 2009, **34**, 615.

[3] World Resources Institute (WRI), "CCS Guidelines: Guidelines for Carbon Dioxide Capture, Transport, and Storage", Washington (DC), 2008.

[4] International Energy Agency (IEA), "Technology Roadmap. Carbon capture and storage", 2009.

[5] G. Girardi, "Carbone: obiettivo zero emission. Le tecnologie di Carbon Capture & Storage", ENEA, 2007; http://www.enea.it/produzione_scientifica/pdf_dossier/D12_Carbone.pdf

[6] "Hydrogen Technology. Mobile and Portable Applications", A. Leon (Ed.), Springer-Verlag, 2008.

[7] F. Mueller Langer *et al., International Journal of Hydrogen Energy,* 2007, **32**, 3797.

[8] R. Guerrero Lemus, J. Martinez Duart, *International Journal of Hydrogen Energy,* 2010, **35**, 3929.

[9] M. Balat, *International Journal of Hydrogen Energy,* 2008, **33**, 4013.

[10] C.E.G. Padrò, V. Putsche, "Survey of the Economics of Hydrogen Technologies", NREL/TO-570-27079, 1999.

[11] P. Watkiss, N. Hill, "The Feasibility, Costs and Markets for Hydrogen Production", *AEA Technology*, Final Report, 2002.

[12] FreedomCAR & Fuel Partnership Hydrogen Production Technical Team (HPTT), "Hydrogen Production Roadmap. Technology Pathways to the Future; Gennaio 2009; http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/h2_production_roadmap.pdf.

[13] "Hypogen Pre-feasibility Study", Final Report ENEA, Fraunhofer ISI and Risoe National Laboratory, EUR 21512 EN, 2005; http://ie.jrc.ec.europa.eu/publications/scientific_publications/2005/EUR21512EN.pdf.

[14] J. Ivy "Summary of Electrolytic Hydrogen Production", Milestone Completion Report, National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, Colorado, 2004.

[15] International Energy Agency (IEA), "Prospects for Hydrogen and Fuel Cells", OECD/IEA 2005.

[16] M. Balat, M. Balat, *International Journal of Hydrogen Energy,* 2009, **34**, 3589.

[17] J. Turner *et al., Journal of Energy Research,* 2008, **32**, 379.

[18] J.D. Holladay *et al., Catalysis Today,* 2009, **139**, 244.

[19] K.R. Schultz, "Use of the Modular Helium Reactor for Hydrogen Production", World Nuclear Association, Annual Symposium 2003.

[20] R. Perret, "Development of Solar-Powered Thermochemical Production of Hydrogen from Water", DOE Hydrogen Program, FY 2007 Annual Progress Report.

[21] M. Lanchi *et al., Energia, Ambiente e Innovazione*, 2007, **4**, 40.

[22] K.L. Kovacs *et al., International Journal of Hydrogen Energy,* 2006, **31**, 1460.

RIASSUNTO

Hydrogen as Energy Carrier: the Production Processes

The availability of production processes sustainable in terms of economic competitiveness, environmental protection and security of energy supply is a key enabler to a significant role of hydrogen in the future energy system. This paper provides a review of the present status and future prospect of hydrogen production processes, both from conventional and renewable sources..