

IDROGENO E CELLE A COMBUSTIBILE

POTENZIALITÀ E LIMITI DI UN'OPZIONE TECNOLOGICA OGGETTO DI INGENTI INVESTIMENTI IN RICERCA E SVILUPPO E DI GRANDI INIZIATIVE DI COOPERAZIONE INTERNAZIONALE

Giorgio Simbolotti

International Energy Agency – 9, rue de la Federation, 75739 Paris - France

SOMMARIO

Viene delineato un breve quadro delle attività di ricerca in ambito internazionale per lo sviluppo della tecnologia dell'idrogeno e delle pile a combustibile. Vengono forniti elementi circa gli investimenti in corso nei paesi dell'area OCSE e le maggiori iniziative di cooperazione internazionale. Vengono altresì discussi le potenzialità e gli attuali limiti tecnologici delle tecnologie per la produzione, il trasporto, la distribuzione e l'uso finale dell'idrogeno con particolare riferimento ad aspetti economici e di mercato, sia sul piano qualitativo che quantitativo.

IL CONTESTO INTERNAZIONALE

Circa due anni fa, nel corso del 2003, i leaders dei maggiori paesi industrializzati quali gli Stati Uniti, l'Unione Europea e il Giappone rilanciavano, con dichiarazioni pubbliche di grande risonanza mediatica, l'idrogeno e le celle a combustibile come opzioni energetiche in grado di contribuire in modo sostanziale alla soluzione del problema climatico-ambientale e di quello della sicurezza e della diversificazione delle fonti energetiche. A tali motivazioni si affiancava naturalmente un legittimo interesse per la eventuale creazione di un nuovo mercato per l'idrogeno e per le celle a combustibile, rispettivamente un vettore energetico ed una tecnologia in grado, in linea di principio, di produrre una profonda trasformazione del settore energetico, tale da costituire un elemento trainante per la crescita economica dei paesi interessati. Tale enfasi a livello politico si è rapidamente tradotta in cospicui investimenti governativi in programmi di ricerca e sviluppo e ha dato luogo ad iniziative di cooperazione internazionale di notevole portata. Non tutti i paesi in realtà hanno aderito con lo stesso entusiasmo a tali iniziative. In Germania ad esempio - dove considerevoli investimenti sull'idrogeno negli anni novanta non sono stati coronati da altrettanto considerevoli risultati e dove è tuttora in corso un acceso dibattito sulle reali potenzialità di idrogeno e celle a combustibile - una larga parte degli addetti ai lavori preferirebbe quantomeno separare il destino delle celle - ritenute opzione realizzabile nel breve termine - da quello dell'idrogeno, loro combustibile elettivo ma ritenuto opzione di lungo termine. Il Giappone, che detiene un certo vantaggio tecnologico nello sviluppo delle celle a combustibile tenderebbe a concentrare l'interesse delle collaborazioni internazionali su opzioni e tecnologie ancora molto lontane dal mercato. Tuttavia la maggior parte dei paesi occidentali, ivi inclusi Germania e Giappone, e alcuni paesi fortemente energivori o con economie in rapida trasformazione quali Cina, India, Brasile e Russia, hanno aderito alle iniziative di

cooperazione ed hanno rivisto o stanno rivedendo al rialzo gli investimenti e i programmi di ricerca.

INVESTIMENTI E COOPERAZIONE

L'International Energy Agency (IEA-OECD) ha recentemente pubblicato un'analisi degli investimenti e dei programmi di ricerca [1] attualmente in corso nei paesi membri arrivando alla conclusione che gli investimenti governativi per la ricerca e lo sviluppo (R&S) nel settore dell'idrogeno e delle celle a combustibile ammontano attualmente a circa 1 miliardo di dollari all'anno, rappresentando così circa un ottavo delle risorse governative destinate alla ricerca nel settore energetico. Più della metà di tale importo è destinato allo sviluppo delle celle a combustibile. L'entità di tale sforzo non emerge immediatamente dalle statistiche internazionali sugli investimenti di R&S in quanto, ad esempio, le attività di ricerca per la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili vengono normalmente contabilizzate nella categoria delle energie rinnovabili, così come le attività sulle celle a combustibile vengono spesso contabilizzate nel settore delle tecnologie di uso finale. I poli di tale tali investimenti sono naturalmente localizzati negli Stati Uniti, dove un programma di iniziativa presidenziale nel 2003 si è sovrapposto a programmi già esistenti per uno sforzo complessivo da 1,7 miliardi di dollari su un arco temporale di 5 anni; nell'Unione Europea, dove la Commissione nell'ambito del 6° Programma Quadro sta lanciando e finanziando numerose iniziative e progetti per un importo annuo stimato di circa 200-250 milioni di euro (in crescita); e ovviamente in Giappone dove gli investimenti annuali - soprattutto nel settore delle celle a combustibile - sono in continuo aumento e ammontavano nel 2003 a più di 30 miliardi di yen. Ai tre poli si aggiungono paesi come la Germania e il Canada, dove gli investimenti a livello regionale possono uguagliare e superare gli investimenti a livello centrale, come l'Italia, che sta impegnando nuove risorse nel settore, e paesi minori come la Norvegia, la Danimarca, l'Islanda con programmi di ricerca di

ragguardevole entità. Una valutazione dettagliata degli investimenti nei singoli paesi non è agevole in quanto i programmi di attività e la struttura della spesa variano considerevolmente da paese a paese, comprendendo programmi nazionali fortemente integrati e finanziati dai governi, e programmi articolati in una serie di piccole e grandi iniziative e *joint ventures* pubblico-private. La tabella 1 fornisce tuttavia una stima degli investimenti pubblici nei singoli paesi aderenti all'IEA.

Paese*	USM\$/a	Paese	USM\$/a
Australia	4	Italia	39
Austria	10	Norvegia	13
Belgio	10	Olanda	13
Canada	30	Portogallo	4
Corea	73	Regno Unito	10
Danimarca	36**	Spagna	32
Finlandia	7	Svezia	5
Francia	62	Stati Uniti	300
Giappone	300	Svizzera	17
Germania	116	Turchia	3
Grecia	6	EC	200

* investimenti annui base 2003-2004

**include investimenti del settore privato

Tab.1 – Investimenti pubblici in R&S per idrogeno e pile a combustibile nei paesi aderenti all'IEA - Stime (milioni \$/a)

Anche maggiori sono gli investimenti del settore privato. Alcuni produttori di autoveicoli dichiarano investimenti dell'ordine di qualche centinaio di milioni di dollari all'anno per lo sviluppo di veicoli a celle a combustibile ma il coinvolgimento industriale include anche società operanti nei mercati del petrolio, gas e carbone, le aziende elettriche, l'industria chimica, i produttori di gas di processo industriali, l'industria manifatturiera ed impiantistica e ovviamente i produttori di celle a combustibile. Si stima, in prima approssimazione che gli investimenti privati possano essere dell'ordine di qualche miliardo di dollari all'anno. Fino a qualche anno fa alcuni produttori di autovetture prospettavano l'introduzione nel mercato di veicoli ad idrogeno in tempi brevissimi, addirittura per il biennio 2003-2004, obiettivo questo progressivamente posticipato.

La presenza di programmi nazionali pluriennali unitamente a iniziative di cooperazione internazionale assicurano un impegno di lungo termine sia da parte dei governi che del settore privato. Tra le maggiori iniziative di cooperazione internazionale occorre ricordare le attività tradizionalmente svolte dall'IEA, intensificate all'inizio del 2003, che coinvolgono i 26 paesi OCSE membri dell'Agenzia; l'*International Partnership on Hydrogen Economy* (IPHE) proposta dagli Stati Uniti nel Novembre 2003 e attualmente operante con la partecipazione di 16 paesi tra i quali Cina, India, Brasile, Russia, Islanda e la Commissione Europea; e la *European Technology Platform on Hydrogen and Fuel Cells*, istituita dalla Commissione Europea con la partecipazione di tutti i paesi dell'Unione e degli operatori privati europei, che ha iniziato i lavori nel Gennaio 2004. Queste ed altre iniziative ed accordi di collaborazione bilaterali si prefiggono un miglior co-ordinamento della ricerca pubblica ed industriale al fine di rendere disponibili sul mercato idrogeno e celle a combustibile in un arco temporale di qualche decade.

ASPETTI QUALITATIVI

Vale la pena di ricordare brevemente che l'idrogeno può contribuire alla diversificazione energetica in quanto può essere prodotto a partire da tutte le fonti energetiche primarie (fossili, nucleari, rinnovabili) attraverso una varietà di processi tra i quali il *reforming* del gas naturale, la gasificazione del carbone e l'elettrolisi dell'acqua sono i più noti e collaudati. La produzione tuttavia ha in generale un costo economico ed energetico rilevante, sensibilmente superiore a quello dei combustibili fossili. Attualmente l'idrogeno è utilizzato per usi industriali non energetici (raffinazione, chimica, settore alimentare...) ed è prodotto prevalentemente a partire da gas naturale, il processo di gran lunga più economico. Il contributo che l'idrogeno può fornire alla riduzione delle emissioni di CO₂ dipende dalla fonte primaria da cui esso viene prodotto e dalla tecnologia di produzione. L'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili e nucleari è in linea di principio esente da emissioni. L'idrogeno da fonti fossili e l'idrogeno elettrolitico prodotto con energia elettrica da fonte fossile, contribuisce invece all'abbattimento delle emissioni solo se i processi produzione e di elettrogenazione sono associati a processi di separazione e sequestro della CO₂, processi in generale applicabili solo nel caso di produzione centralizzata di idrogeno o di energia elettrica. In questo caso la combinazione idrogeno-celle a combustibile darebbe luogo a sistemi di propulsione e/o di elettro-generazione con emissioni di CO₂ ed altri inquinanti molto ridotte poiché le celle a combustibile emettono soltanto calore ed acqua e sono caratterizzate tra l'altro da efficienza complessiva molto elevata, in particolare nel caso di co-generazione di elettricità e calore. Il destino delle celle a combustibile non è tuttavia necessariamente legato a quello dell'idrogeno. Processi di *on-board/on-site reforming* e gasificazione possono fornire in-situ l'idrogeno necessario a partire da combustibili fossili (gas, idrocarburi, metanolo, carbone biomasse), come pure esistono tipologie di fuel cells in grado di processare direttamente gli idrocarburi (gas, metanolo). È chiaro che l'uso di tali combustibili primari in applicazioni distribuite (trasporto, elettrogenazione decentralizzata), dove risulta impossibile attuare tecniche di sequestro della CO₂, vanificherebbe in buona parte il beneficio ambientale dell'idrogeno, riducendolo solo alla maggiore efficienza delle celle a combustibile e, in alcuni casi, verrebbe anche vanificato il beneficio della diversificazione energetica. Di conseguenza, per cogliere pienamente i benefici ambientali e di diversificazione offerti dall'idrogeno occorrerebbe produrlo a partire ad esempio da carbone in impianti di gasificazione centralizzati con sequestro della CO₂, o da fonti rinnovabili (gasificazione/reforming di biomasse, elettrolisi, fotolisi, termolisi, processi biologici) o nucleari (elettrolisi, termolisi), ed utilizzarlo in celle a combustibile o anche in dispositivi a combustione (motori, turbine) usando però in tal caso alcuni accorgimenti per minimizzare od eliminare le emissioni di ossidi di azoto. Ovviamente, oltre a questo scenari ideali esistono delle opzioni intermedie con vari tipi di compromesso tra benefici ambientali, diversificazione energetica, costi e limiti tecnologici.

Aspetti non esclusivamente tecnologici quali la disponibilità di infrastrutture, o la qualità dei prodotti e dei servizi energetici finali potrebbero avere un ruolo importante nella potenziale affermazione dell'idrogeno. Nell'ipotesi di produzione centralizzata, l'idrogeno richiede infrastrutture di

trasporto e distribuzione che si affiancherebbero alle reti del gas naturale e dell'energia elettrica e, nel lungo termine, andrebbero a sostituire le reti degli attuali combustibili da trazione. Tale aspetto rende l'idrogeno un sistema più complesso rispetto ad altre tecnologie che richiedono esclusivamente la sostituzione dei nodi di produzione (ad esempio, energia nucleare). Tecnologie, costi, economie di scala delle infrastrutture sono però abbastanza ben conosciute in quanto l'idrogeno è già largamente utilizzato in processi industriali e alcune analisi preliminari mostrano che qualora l'idrogeno fosse utilizzato per usi energetici gli investimenti richiesti per le infrastrutture sarebbe inferiori a quelli necessari ad esempio per sostituire una frazione significativa (30%) dell'attuale parco automobilistico con veicoli a celle a combustibile.

La qualità, la flessibilità e la novità dei prodotti e dei servizi offerti all'utenza finale potrebbe costituire un secondo aspetto di rilievo per l'affermazione dell'idrogeno. In alcuni scenari [2,3] la combinazione tra produzione decentralizzata di idrogeno da fonti rinnovabili e celle a combustibile introduce una prospettiva in cui l'utenza potrebbe auto-produrre idrogeno a partire ad esempio da energia solare ed impiegare autoveicoli a celle a combustibile per la cogenerazione domestica di elettricità e calore, rendendosi così energeticamente indipendente dai sistemi a rete e dalla produzione centralizzata di energia sia per quanto riguarda gli usi residenziali che per il trasporto. Si tratta ovviamente di scenari di lungo termine che però realizzerebbero in qualche modo ciò che la telefonia mobile ha già realizzato nel settore delle comunicazioni incontrando peraltro un tale favore da parte dell'utenza da determinare una rapidissima conquista del mercato anche a prezzi ben superiori a quelli della telefonia fissa. Più nel breve termine, la diffusione di celle a combustibile a metanolo per alimentare dispositivi elettronici portabili (computers, telefoni cellulari) punta sulla superiorità delle prestazioni (autonomia) rispetto alle attuali batterie anche a fronte di costi più elevati.

ASPETTI QUANTITATIVI

Una rassegna sistematica e quantitativa di tutte le tecnologie afferenti alla produzione e all'impiego dell'idrogeno esula dagli scopi di questo breve lavoro. Alcuni elementi quantitativi, sia tecnologici che economici, possono tuttavia aiutare a porre l'opzione idrogeno nella giusta prospettiva.

Celle a combustibile [1,4] - Da qualche tempo sul mercato americano e giapponese alcuni produttori forniscono in leasing a clienti selezionati (in genere strutture pubbliche) autovetture a celle a combustibile (tipicamente PEMFC, Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cells) a scopo dimostrativo ad un prezzo convenzionale dell'ordine dei 10.000 \$/mese. Il costo di tali prototipi prodotti in piccola serie non è noto con esattezza ma si stima oscillare tra 300.000 e 1.000.000 di dollari a veicolo. Tali vetture sono in genere alimentate a idrogeno gassoso ed hanno autonomie di marcia che non superano i 250-300 km. Esse presentano ancora problemi di avviamento del motore alle basse temperature e il loro propulsore ha una durata pari al 30-50% di quella di un corrispondente motore a gasolio o a benzina. Si può ragionevolmente stimare che il costo del propulsore sia dell'ordine di 3000-5000 \$/kW a seconda delle ipotesi di

calcolo. Recenti valutazioni indicano che le economie di scala e gli effetti di apprendimento tecnologico (technology learning) derivanti da una eventuale produzione di massa di tali propulsori consentirebbero, con le attuali tecnologie, di abbatterne i costi a circa 300 \$/kW. Confrontando costo e durata del propulsore con quelli degli attuali motori a combustione interna (30-50 \$/kW, 100.000-200.000 km) il costo di investimento per km del propulsore a celle a combustibile risulterebbe, nell'ipotesi più favorevole, almeno 30 volte più alto di quello dei veicoli tradizionali. Pur considerando le inevitabili incertezze insite in questo tipo di valutazioni è evidente che in tali condizioni nessuno può pensare di immettere sul mercato tali veicoli ed è necessario un ulteriore sostanziale miglioramento tecnologico per ridurre i costi a livelli competitivi. A fronte di ciò i produttori di autoveicoli e i programmi governativi sembrano avere strategie di R&S e di mercato molto aggressive, in grado di iniziare la diffusione di tali veicoli in 10-15 anni. Ad esempio in Giappone vengono considerati come obiettivi la presenza di 50.000 autoveicoli a fuel cells in circolazione nel 2010 e di 5 milioni nel 2020. Oltre alle economie di scala e al *technology learning* legati alla produzione di massa, un elemento fondamentale per ottenere tali risultati è una sostanziale riduzione dei materiali di pregio (catalizzatori) utilizzati attualmente nelle celle a combustibile e il miglioramento di alcuni componenti (membrane). La situazione sembra in teoria più favorevole per le applicazioni stazionarie (in particolare, elettro-generazione distribuita) ove la concorrenza è costituita da motori ad olio combustibile o a gas naturale e da turbine a gas, con costi di impianto compresi tra 500 e 1000 \$/kW. Analoghi impianti a celle a combustibile per impieghi industriali basati su diverse tipologie di celle (Phosphoric Acid Fuel Cells, Solid Oxide Fuel Cells, Molten Carbonate Fuel Cells) hanno attualmente costi dell'ordine di 4000-8000 \$/kW ed un costo anche maggiore viene stimato nel caso di impianti per usi residenziali. Come nel caso degli autoveicoli la durata delle celle è in generale minore di quella dei sistemi tradizionali ma la differenza di costo da recuperare rispetto a questi ultimi nel settore delle applicazioni stazionarie sembra decisamente più ridotta. Anche in tale settore i produttori dichiarano di poter abbattere i costi di impianto a livelli di 1500-2000 \$/kW (in particolare SOFC e MCFC) nell'arco di 10 anni. Va rilevato che il mercato della generazione distribuita, pur ridotto rispetto a quello automobilistico, cresce a ritmi del 4% all'anno e che gli impianti a celle a combustibile, pur quantitativamente poco rilevanti (circa 70-100 MW installati) e limitati ad alcune nicchie di mercato, crescono anch'essi con ritmo sostenuto. La possibilità di cogenerazione di elettricità e calore come pure la possibilità di cicli combinati con turbine a gas per le celle a combustibile ad elevata temperatura (SOFC, MCFC) offre inoltre la possibilità di rendimenti complessivi molto elevati.

Storage dell'idrogeno [5,6,7,8,9,10] - Un ulteriore limite tecnologico e' rappresentato dalla difficoltà di immagazzinare idrogeno a bordo di autoveicoli in volumi contenuti ed in quantità tali da garantire una ragionevole autonomia di marcia. Un veicolo a combustione interna con consumi contenuti percorre attualmente circa 500 km con circa 24 kg di benzina. La stessa percorrenza con un veicolo a fuel cells richiede circa 5 kg di idrogeno. Alla pressione di 200 bar tale idrogeno occuperebbe circa 5-6 bombole tradizionali per un peso complessivo di circa 250-300 kg e un rapporto in peso tra combustibile e contenitore pari a circa 1.5%. Per conseguire

tale autonomia riducendo pesi ed ingombri sono in fase di sviluppo tutta una serie di tecnologie per immagazzinare idrogeno allo stato gassoso ad altissima pressione, allo stato liquido a temperatura criogenica, oppure allo stato solido adsorbito o ab-sorbito in una varietà di materiali che vanno dal carbonio attivo, agli idruri metallici e chimici complessi, alle nano-strutture di carbonio. L'obiettivo è immagazzinare idrogeno con un rapporto in peso pari almeno al 5-6% (densità gravimetrica) ad un costo del contenitore di circa 150 \$/kg H₂, con una temperatura di rilascio di 80-150 °C, e con tempi ed energia di ricarica/rifornimento contenuti. In realtà nessuna delle opzioni attualmente allo studio soddisfa i requisiti richiesti. Tra queste l'unica tecnologia attualmente commerciale - anche se a costi ancora elevati (500-600 \$/kg H₂) è lo storage allo stato gassoso ad altissima pressione (da 350 a 700 bar) in contenitori speciali in compositi in fibre di carbonio, che tuttavia comporta costi energetici di compressione elevati (fino al 15% dell'energia immagazzinata), problemi di durata, di sicurezza e di ingombro. Una alternativa è costituita da microsfele in vetro riempite di idrogeno per diffusione ad alta pressione e temperatura, portate poi a temperatura ambiente e poi di nuovo a circa 300 °C al momento del rilascio. L'elevata temperatura di rilascio tuttavia mal si concilia con le temperature di esercizio (70-80°C) delle celle a combustibile tipo PEMFC per autoveicoli. Molto più compatto (70.8 kg/m³) è l'idrogeno allo stato liquido a temperature criogeniche (-253°C). Sebbene la densità gravimetrica raggiunta sia solo del 20% in peso la liquefazione è tuttora il sistema più compatto per immagazzinare idrogeno che però comporta costi energetici di liquefazione anche più elevati della compressione (30% dell'energia immagazzinata) oltre a problemi di perdite per evaporazione e, come l'idrogeno gassoso, di sicurezza. Un'alternativa allo stato liquido è costituita da soluzioni di NaBH₄, che tuttavia dopo il rilascio di idrogeno devono essere rigenerate con costi di rigenerazione molto elevati fino a 50 \$/kg. Altri liquidi organici attualmente allo studio presentano problemi di tossicità e sicurezza. Senz'altro più sicuro ma più lontano dal mercato è l'immagazzinamento di idrogeno adsorbito o ab-sorbito in mezzi solidi che non richiedono né altissime pressioni, né temperature criogeniche, né elevatissimi costi energetici di caricamento. Anche se con prestazioni piuttosto contenute, qualche produttore inizia a commercializzare prodotti di questo tipo in piccola serie. Ed esiste tutta una varietà di materiali con notevoli potenzialità teoriche in fase di studio: i materiali a base di carbonio; gli idruri ricaricabili; gli idruri chimici reattivi con acqua; e gli idruri termochimici. I materiali al carbonio (nanotubi, nanofibre di grafite) sono stati oggetto di grande interesse negli anni passati ma esperimenti più recenti non hanno confermato le notevoli aspettative create alcuni anni orsono (30-60% in peso). Mentre si registrano assorbimenti fisici del 6% in peso a temperature criogeniche e chemi-assorbimenti fino all'8% ma con temperature di rilascio maggiori di 400°C, a temperature ambiente si registrano soltanto valori di qualche percento. Altri materiali ad elevata superficie di assorbimento (zeoliti, metal oxide frameworks and clatrati) mostrano prestazioni interessanti che sono però ancora in fase di verifica. Gli idruri ricaricabili sono stati analizzati per anni e sono attualmente ben conosciuti. Tra di essi idruri complessi e in particolare idruri alluminio-sodio (NaAlH₄) sembrano avere delle opportunità di sviluppo presentando cinetiche a bassa temperatura e reversibilità delle reazioni di rilascio che possono essere sensibilmente migliorate da catalizzatori

(valori ottenuti 4-5% in peso). Il loro costo tuttavia rimane elevato. Gli idruri chimici reattivi in acqua (es., MgH₂) raggiungono valori del 5-8%, rilasciano idrogeno in presenza di acqua senza necessità di input energetici ma richiedono un riprocessamento dell'idrossido finale che risulta notevolmente energivoro. Infine, gli idruri termo-chimici, pur presentando prestazioni di interesse, hanno in generale cinetiche non reversibili e richiedono quindi anch'essi rigenerazione esterna prima della ricarica.

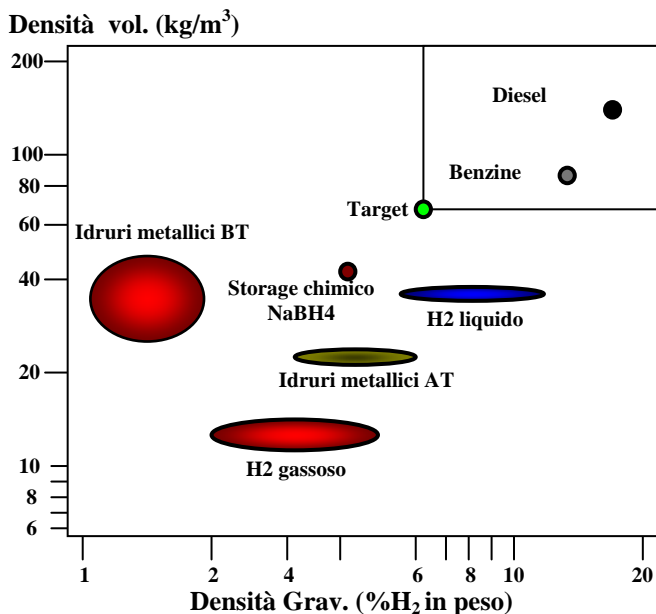


Fig. 1 – Storage dell'idrogeno: prestazioni delle varie opzioni

Infrastrutture - Una delle domande più frequenti riguarda ovviamente l'entità dei costi di investimento per la realizzazione delle infrastrutture (produzione, trasporto, distribuzione dell'idrogeno) richieste per un uso diffuso dell'idrogeno come vettore energetico. Ovviamente i costi dipendono dalle opzioni adottate e le alternative sono molteplici sia sul piano tecnologico che logistico. La bassa densità volumetrica dell'idrogeno rende gli aspetti logistici non secondari rispetto a quelli tecnologici. Una delle discriminanti principali è la scelta tra produzione di idrogeno centralizzata o distribuita, sia per usi residenziali che per impiego come combustibile da trazione. La produzione distribuita tende ad essere più costosa della produzione centralizzata, non consente il sequestro della CO₂, ma non comporta costi di trasporto. Attualmente solo due opzioni hanno rilevanza commerciale: *reforming* da gas naturale con efficienza max 80-85% ed elettrolisi (efficienza max 70-75%). Entrambe le tecnologie vantano ormai una notevole esperienza industriale e sono utilizzate per la produzione di idrogeno per uso industriale. Entrambe sono anche impiegate in stazioni di rifornimento dimostrative per autoveicoli ad idrogeno ma non sono in grado di produrre idrogeno a costi competitivi per impieghi energetici. In termini di efficienza l'elettrolisi presenta attualmente maggiori prospettive di miglioramento rispetto al *reforming* ma il limite teorico sembra essere l'85%. Si valuta che l'energia elettrica necessaria per alimentare le stazioni di rifornimento per veicoli ad idrogeno comporterebbe più che un raddoppio della potenza elettrica installata nei paesi industriali. Gli altri sistemi di produzione decentralizzata

(produzione da biomassa, fotolisi e termolisi da energia solare, processi biologici) sono ancora in una fase di sviluppo più o meno avanzata. La produzione centralizzata sembra essere in generale più economica, consente il sequestro della CO₂ nel caso di produzione da combustibili fossili, ma richiede costose logistiche di trasporto e distribuzione. L'incidenza del trasporto è notevole: occorrono circa 20 trasporti stradali di idrogeno gassoso per trasportare la stessa quantità di energia trasportata da una autocisterna di benzina e si stima che il trasporto stradale allo stato gassoso o liquido su distanze di 500 km richiederebbe fino al 40% dell'energia trasportata. Più realistico sembra il trasporto via gasdotto che richiederebbe per le stesse distanze consumi dell'ordine del 5%, circa il triplo del gas naturale. Rispetto a quest'ultimo l'idrogeno ha una maggiore predisposizione alle perdite (la molecola è molto più piccola del metano), tende ad infragilire i materiali con cui viene a contatto ed è incompatibile con molti lubrificanti. Esiste tuttavia una notevole esperienza industriale in tale settore con circa 10.000 km di gasdotti attualmente in esercizio. Una delle opzioni considerate per il trasporto via gasdotto è anche la miscelazione di idrogeno con gas naturale che tuttavia, al di sopra di determinate percentuali di idrogeno, comporta dei problemi di impiego per le utenze finali. Per quanto riguarda i costi di investimento per le infrastrutture, con le necessarie cautele dovute alle incertezze intrinseche in tali valutazioni, si può fare riferimento ad alcune valutazioni preliminari (IEA, 2004) che forniscono delle indicazioni per il settore del trasporto: l'investimento globale necessario per sostituire una quota significativa (30%) del parco automobilistico dei paesi OECD con autoveicoli a celle a combustibile in un arco temporale di circa 30 anni varia da 1 a 5 trilioni di dollari (per confronto il Gross Domestic Product globale è attualmente dell'ordine dei 33 trilioni di dollari/anno). Tale cifra è costituita dagli investimenti in infrastrutture e dalla differenza di costo tra veicoli a celle a combustibile e veicoli tradizionali. In queste stime tuttavia la maggiore incertezza riguarda il costo aggiuntivo dei veicoli (non il costo delle infrastrutture) che nelle ipotesi meno favorevoli, potrebbe rappresentare fino all'80% dell'investimento complessivo.

Produzione [1,4,11,12] - Ai costi di investimento va aggiunto il costo del combustibile idrogeno. Costi e prezzi attuali variano sensibilmente a seconda delle quantità e della forma in cui l'idrogeno viene fornito e da altri elementi di mercato dipendenti dalle realtà locali e nazionali. Per quantità limitate il trasporto può incidere sui costi finali più della produzione. I costi attuali di fornitura per idrogeno prodotto da gas naturale possono collocarsi tra 20 e 100 \$/GJ con il limite inferiore riferito a grandi quantità destinate ad impieghi sul posto (raffinerie) o fornite attraverso gasdotti di breve estensione, ed il limite superiore per piccole quantità fornite in forma di gas compresso ad alta pressione o allo stato liquido. Per confronto, il prezzo del greggio (40\$/b) equivale a circa 7 \$/GJ. Il costo di produzione dipende anch'esso dalla quantità e ovviamente dal costo del gas naturale di partenza. Un valore medio indicativo si colloca intorno ai 35-40 \$/GJ anche se per produzioni di grande scala (20-80 tonn./giorno) e a seconda del costo del gas naturale (3.5-6 \$/GJ) si registrano anche valutazioni più basse. Il target (US DOE, 2004) sarebbe fornire idrogeno da gas naturale al costo di 12-15 \$/GJ in un arco temporale di circa 10 anni, a cui andrebbe aggiunto il

costo del sequestro della CO₂. I costi attuali in realtà sono scarsamente indicativi in quanto riflettono livelli di produzione non confrontabili con quelli degli attuali combustibili da trasporto e non includono il sequestro della CO₂. Anche le proiezioni di costo sono piuttosto complesse e hanno valore puramente indicativo dipendendo almeno da 4 ordini di variabili tutte affette da significative incertezze: costo futuro delle materie prime e delle fonti primarie da cui l'idrogeno può essere prodotto (gas, carbone, elettricità e calore da fonti fossili, rinnovabili e nucleari); costo dei processi di produzione dell'idrogeno nell'ipotesi di pieno sviluppo delle economie di scala e, per la produzione da fossili, delle tecnologie di sequestro della CO₂; costi di trasporto e distribuzione; nel caso degli autoveicoli infine va considerato il costo delle strutture di rifornimento. Valutazioni IEA [4] mostrano nel lungo termine una sostanziale parità, 5-9 \$/GJ, tra i costi di produzione dell'idrogeno da gas naturale (reforming) e da carbone (gasificazione), di cui 1-2 \$/GJ imputabili al sequestro della CO₂. Seguono in ordine crescente l'idrogeno da gasificazione di biomasse (8-13), quello prodotto da energia elettrica di origine nucleare (13-16), eolica (15-18) e solare fotovoltaico (45-70). Alla produzione vanno aggiunti i costi di distribuzione e di rifornimento, dell'ordine rispettivamente di 2-5 e 5-7 \$/GJ. Eventuali strutture sistemi di stoccaggio del combustibile, ove necessari, comporterebbero altri 5-10 \$/GJ. Nelle valutazioni economiche complessive nel settore trasporti, va infine tenuta in conto la maggiore efficienza delle celle a combustibile, circa doppia rispetto ai motori a combustione interna.

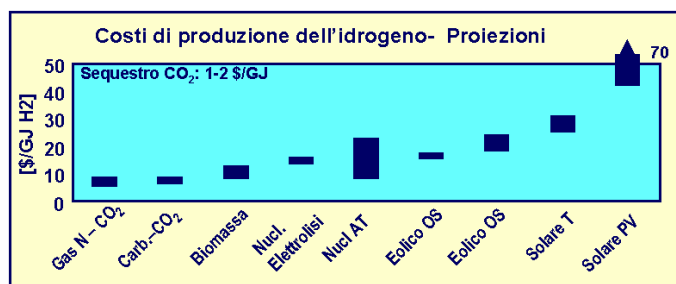


Fig 2 – Proiezioni di costo di produzione dell'idrogeno da varie fonti primarie (IEA, 2003)

Conclusioni – Sulla base delle attuali conoscenze l'idrogeno, come altre opzioni energetiche, presenta notevoli potenzialità ma anche alcuni problemi che possono tradursi in rischi di sviluppo. Alcune delle domande più ricorrenti sono le seguenti: *La produzione di idrogeno da fonti energetiche primarie o da elettricità comporta significativi costi economici ed energetici aggiuntivi. Qualora disponessimo di energia sufficiente (ad esempio elettricità) per produrre idrogeno, perché non usarla direttamente? Ed è veramente conveniente utilizzare ad esempio un combustibile di alto pregio e a ridotto impatto ambientale come il gas naturale per produrre idrogeno per usi energetici, a fronte della penalizzazione energetica risultante dal processo di produzione?* Tali domande possono dar luogo ovviamente a risposte diverse. In generale, vale la pena di osservare che mentre per gli usi energetici stazionari esistono

potenzialmente molte alternative tecnologiche all'idrogeno, nel sempre più energivoro settore dei trasporti l'idrogeno costituisce una delle poche alternative per affiancare e poi sostituire gradualmente i combustibili fossili. Inoltre l'idrogeno, associato ai processi di sequestro della CO₂, sembrerebbe in realtà la soluzione ideale per sfruttare in modo sostenibile e pulito le ingenti disponibilità mondiali di carbone contribuendo così anche alla diversificazione energetica. Senza contare la grande potenzialità di produrre idrogeno - in una prospettiva di lungo termine - da fonti rinnovabili quali l'energia solare o attraverso processi biologici. Al di là di discussioni per alcuni versi speculative, abbiamo visto che tuttavia permangono notevoli problemi da risolvere per rendere la tecnologia dell'idrogeno effettivamente disponibile. In alcuni settori, come ad esempio lo *storage* dell'idrogeno a bordo di veicoli, si è tuttora alla ricerca di soluzioni tecnologiche soddisfacenti. In altri settori, come ad esempio nella produzione di idrogeno o anche nella tecnologia delle celle a combustibile, il problema riguarda sostanzialmente la riduzione dei costi e/o il miglioramento delle prestazioni. È opinione diffusa che l'abbattimento dei costi (*technology learning*) derivante da una eventuale produzione di massa dei vari componenti sulla base delle attuali tecnologie non sia sufficiente a rendere l'idrogeno e le relative tecnologie economicamente competitivi e che occorranò significativi miglioramenti tecnologici per raggiungere tale obiettivo. D'altra parte la ricerca procede con il supporto di notevoli risorse e i risultati conseguiti recentemente in termini di abbattimento dei costi sono incoraggianti. Bisogna osservare inoltre che per alcune tecnologie e sistemi per la produzione e l'impiego dell'idrogeno la ricerca richiede investimenti unitari relativamente contenuti, può essere condotta anche in strutture e laboratori di dimensioni limitate ed è caratterizzata da una grande molteplicità di approcci, tecnologie e materiali, tale da poter riservare soluzioni inaspettate anche nel breve termine. In altre parole le soluzioni potrebbero già essere in embrione o disponibili nei laboratori di ricerca di qualche grande produttore di autoveicoli, come pure in qualche piccolo laboratorio per la produzione fotocatalitica o biologica di idrogeno.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

1. International Energy Agency, Hydrogen and Fuel Cells – Review of National R&D Programs, IEA December 2004.
2. J. Rifkin, The Dawn of the Hydrogen Economy, Keynote Address at European Union Hydrogen Conference, Brussels, 16-17 June 2003.
3. V. Romeri, Hydrogen: A Possible New Bridge Between Mobility and Distributed Generation, 19th World Energy Congress – Sydney, Australia – September 2004.
4. International Energy Agency, World Energy Outlook 2003 - IEA 2003.
5. L. Schlapbach, A. Züttel: "Hydrogen-storage materials for mobile applications", Nature, 414 (15 Nov. 2001), 353-357
6. A. Niedzwiecki (Quantum Technologies): "Storage", Proc. Hydrogen Vision Meeting, US DOE, Washington, 15-16 Nov. 2001
7. R. Teitel: "Hydrogen Storage in Glass Microspheres", Rept. BNL 51439, Brookhaven National Laboratories,
8. A. Chambers, C. Park, R.T.K. Baker, N.M. Rodriguez: J. Physical Chemistry B, 102 (1998) 4253-4256
9. G. Sandrock: "A panoramic overview of hydrogen storage alloys from a gas reaction point of view", J. Alloys and Compounds, 293-295 (1999) 877-888
10. T. Autry, A. Gutowska, L. Li, M. Gutowski, J. Linehan: "Chemical Hydrogen Storage: Control of H₂ Release from Ammonia Borane", DOE 2004 Hydrogen Program Review, 24-27 May 2004, Philadelphia, USA
11. International Energy Agency, Implementing Agreement on Production and Utilization of Hydrogen (HIA), In Pursuit of the Future, 25th year Anniversary Report, HIA 2004.
12. International Energy Agency, Implementing Agreement on Production and Utilization of Hydrogen (HIA), 2003 Annual Report, HIA 2004.