

Le sfide per lo sviluppo dell'idrogeno verde

Alessandro Clerici WEC Italy, AEIT Milano

Samuele Furfari Université Libre de Bruxelles and European Society of Engineers and Industrialists, Brussels

Un'analisi delle tante sfide da superare nella produzione d'idrogeno verde, le prestazioni degli elettrolizzatori connessi alla rete o direttamente a centrali FER, i suoi costi attuali e futuri e concetti sul suo trasporto diretto o indiretto

Introduzione

L'idrogeno è considerato da molti come il secondo futuro vettore energetico dopo l'elettricità e un elemento essenziale per passare dall'attuale economia basata sui combustibili fossili (84% dei consumi totali d'energie primarie) a una completamente decarbonizzata intorno al 2050.

Esiste una proliferazione di cifre: sull'aumento dell'efficienza e della potenza degli elettrolizzatori e della riduzione dei loro costi per unità di potenza, sui molti milioni di posti di lavoro che sarebbero creati, sugli usi vari in diversi settori, sulla riduzione del costo dell'idrogeno al kg, ecc. Si rilevano però poche considerazioni sulle particolari caratteristiche dell'idrogeno che ne condizionano l'evoluzione e sul costo energetico (che non riguarda solo il dato in \$/kg per la produzione di H₂ ma che dovrebbe includere anche i costi per gli utenti finali relativi a compressione, trasporto, stoccaggio e distribuzione).

Caratteristiche dell'idrogeno

L'idrogeno sulla terra si trova nell'acqua e nei composti organici; può essere prodotto da vari processi che richiedono energia e quindi non è una risorsa energetica primaria ma un vettore energetico.

Tralasciando i dati sul suo campo di infiammabilità, sull'energia di attivazione e coefficiente di diffusione, che influiscono sulla sicurezza dei suoi usi, e così pure quelli sull'in-

fragilimento per i metalli, il Potere Calorifico inferiore (PCI) per unità di volume sia allo stato liquido (2,29 kWh/litro) che allo stato gassoso (2,77 kWh/Nm³) lo penalizza per trasporto e stoccaggio rispetto al metano che ha un PCI 3 volte superiore; allo stato liquido è ancora più penalizzato se confrontato alla benzina (8,6 kWh/litro). Tuttavia, per unità di peso, l'idrogeno ha un PCI di 33,2 kWh/kg rispetto ai 13,85 del metano e agli 11,6 della benzina.

La riduzione dei volumi allo stato gassoso comporta costi e pesi per serbatoi fissi e mobili. La liquefazione a - 253 °C consuma 1/3 del suo contenuto energetico e il trasporto ha un consumo aggiuntivo per mantenere basse temperature e compensare i tassi di evaporazione.

Si rimanda alla letteratura specifica per i principali costi per il trasporto 'diretto' d'idrogeno sia allo stato gassoso (via strada, ferrovia o gasdotto) che allo stato liquido in contenitori criogenici via terra o via mare. Al fine di ridurre i costi di trasporto/stoccaggio diretto dell'idrogeno, sono in fase di sviluppo o sono già in fase di sperimentazione sia il trasporto "indiretto" che lo stoccaggio, ad esempio allo stato liquido tramite ammoniaca o metanolo o tramite composti organici (LOHC = *Liquid Organic Hydrogen Carriers*) che assorbono e rilasciano idrogeno attraverso reazioni chimiche; chiaramente, implicano energia e costi di trasformazione e ritrasformazione in idrogeno da valutare attentamente sui vantaggi della loro densità d'energia e della temperatura richiesta rispetto al trasporto diretto dell'idroge-

no. Lo stesso vale per lo stato solido attraverso eventuali idruri metallici che fungono da “spugne” per l'idrogeno “rilasciato” successivamente per l'utilizzo.

Tecnologie di produzione dell'idrogeno, usi attuali e costi

Facendo la media dei differenti valori presentati da diverse fonti, tra le quali IEA e IRENA, circa il 60% dell'idrogeno proviene da metano (processo SMR, Steam Methane Reforming), il 20% dal carbone (tramite gassificazione), il restante da prodotti petroliferi e meno del 4% dall'elettrolisi dell'acqua (da tenere presente che nel mondo solo il 25% circa dell'elettricità proviene da fonti rinnovabili). Più del 99% dell'idrogeno è quindi ottenuto da combustibili fossili, con emissioni significative di CO₂ (circa 9 kg per ogni kg d'idrogeno prodotto dal metano). Il 6% del consumo globale di metano e il 2% del consumo globale di carbone sono destinati alla produzione d'idrogeno.

Anche per il consumo mondiale annuo al 2019 d'idrogeno le varie fonti danno valori diversi che vanno da 70 a 115 Mt per idrogeno puro + non puro secondo IEA [1], che peraltro ha recentemente menzionato [2] un valore di 90 Mt (3.000 TWh).

Secondo i dati medi di IRENA e IEA, circa il 37% dell'idrogeno viene utilizzato oggi nelle raffinerie, il 32% nella produzione di ammoniacca per produrre fertilizzanti, il 9% per produrre metanolo, il 4% nella produzione di acciaio e il resto in vari processi industriali.

Gli attuali costi di produzione per le diverse tecnologie variano notevolmente da paese a paese a seconda dei costi locali dei combustibili fossili, della manodopera e dell'elettricità prodotta da energie rinnovabili; inoltre sono influenzati sia dal fattore di capacità delle FER, sia se si utilizza o meno la Cattura Uso e Stoccaggio della CO₂ (CCUS) e sia da normative e tasse locali, ecc. La IEA [1] fornisce gli intervalli di costo riportati nella **tabella 1**.

Chiaramente, il costo di produzione dell'idrogeno verde è fondamentale per il suo sviluppo

e penetrazione nel mercato, essendo ora almeno 3 o 2 volte quello ottenuto rispettivamente da fonte fossile senza o con CCUS. Nel 2019 (pre-COVID-19) il prezzo spot del gas naturale all'Henry Hub negli Stati Uniti è stato in media di \$ 8,7/MWh e di circa \$ 17/MWh nel mercato spot dell'UE, entrambi senza penalità di CO₂. I dati si riferiscono a prima del picco dei prezzi del gas naturale dopo l'estate 2021.

I colori da dare all'idrogeno

A livello internazionale non esiste una classificazione concordata per i “colori” da attribuire all'idrogeno e ogni giorno nuovi colori compaiono sui media. Considereremo in questo articolo la classificazione che è emersa dopo diverse discussioni durante la sessione speciale sull'idrogeno all'ultimo Congresso mondiale dell'energia nel settembre 2019 negli Emirati Arabi Uniti.

- idrogeno “verde”: prodotto interamente da fonti energetiche rinnovabili e senza emissioni di CO₂;
- idrogeno ‘blu’: prodotto da energie non rinnovabili ma senza emissioni di CO₂ (es. da combustibili fossili con cattura totale di CO₂ o con elettrolisi con elettricità da nucleare);
- idrogeno ‘grigio’: prodotto con emissioni parziali di CO₂ (es. idrogeno da combustibili fossili con cattura parziale di CO₂ o da elettrolisi con elettricità non 100% da fonti rinnovabili);
- idrogeno ‘nero’: da combustibili fossili, senza alcuna cattura di CO₂ (99% della produzione attuale).

Produzione d'idrogeno e comportamento degli elettrolizzatori se alimentati da FER variabili

Nell'articolo [3], abbiamo riassunto le principali caratteristiche delle tre tecnologie di elettrolisi industriale oggi disponibili sul mercato per il funzionamento a bassa temperatura:

- AEC (cella elettrolitica alcalina) a oggi la più diffusa e con il valore di CAPEX più basso ma meno flessibile della PEM (non può funziona-

Tabella 1 Costi di produzione dell'idrogeno valutati al 2018

FONTE ENERGETICA UTILIZZATA	COSTI	
	\$/kg H ₂	\$/MWh
Gas Naturale senza CCUS	1-1.5	30 - 45
Gas Naturale con CCUS	1.5-2.5	45 - 65
Carbone	1.2 - 2.2	36 - 66
Fonti Rinnovabili con elettrolisi	3 - 7.5	90 - 225

re il singolo modulo con un'alimentazione inferiore al 20% della capacità nominale);

- PEM (membrana a scambio protonico) più flessibile e con un campo di potenza di maggiore operabilità, ma un CAPEX maggiore e una più breve vita dello stack (cella dove avviene la rottura della molecola di acqua in idrogeno e ossigeno al passaggio della corrente elettrica)
- AEM (membrana a scambio anionico) a oggi realizzata per piccole potenze di impianti decentralizzati operanti in più di 35 paesi ma con interessanti sviluppi in termini di potenza e costi e materiali utilizzati.

La tecnologia SOEC (cella elettrolitica a ossido solido) funzionante a 700 - 800 °C è ancora allo stato prototipale ma promette bene in futuro per la sua elevata efficienza globale abbinata allo sviluppo di calore che può essere utilizzato localmente.

Le consuete valutazioni del costo di produzione dell'idrogeno trascurano in genere il comportamento e le caratteristiche delle diverse tecnologie di elettrolizzatore alimentato da energia eolica e/o fotovoltaica con un'elevata variabilità e intermittenza della potenza erogata [3]. Un impianto di elettrolisi non è un semplice recipiente di acqua con due elettrodi ma un complesso impianto chimico con vari motori, pompe, scambiatori di calore, ecc. (figura 1); si tratta quindi di un sistema complesso con un comportamento dinamico molto diverso dal comportamento immediato della semplice cella di elettrolisi (*stack*).

Lo sviluppo di nuovi grossi impianti di elettrolisi prevede un aumento della potenza dello

stack fino a qualche MW e il raggruppamento di più stacks in un modulo (5 - 10 MW) alimentato da un singolo inverter e più moduli sono messi in parallelo per formare il completo impianto elettrolizzatore. In funzione della potenza di elettrolizzazione sono fatti funzionare il minimo numero di moduli necessari per avere la potenza richiesta; ciò minimizza per l'elettrolizzatore alcalino le problematiche di operabilità del singolo stack per potenze inferiori al 20% della potenza nominale dell'impianto e per PEM e AEC consente tra l'altro il miglioramento dell'efficienza per potenze inferiori alla nominale del globale impianto e incrementa la disponibilità di elettrolizzazione almeno parziale per guasti e manutenzioni. In[8] sono riportati in dettaglio i risultati dei lavori di ingegneria per un impianto da 1000 MW con multimoduli (utilizzabile al 2020 in 5 hub in aree portuali olandesi per l'idrogeno) nelle 2 soluzioni con elettrolizzatori AEC e PEM. Comprende per gli investitori un completo esame su quanto occorre per sistemi e sottosistemi e attività degli investitori stessi per realizzare fino alla messa in servizio un impianto di elettrolisi da 1000 MW; ciò al fine di arrivare a un costo realistico partendo da trasformatori da 380/150 kV e da 150/33kV per alimentare i vari moduli fino alla cessione d'idrogeno a 30 bar. Si rimanda al rapporto sulle interessanti suddivisioni tra costi diretti e indiretti e per sottosistemi tecnologici (stacks, power supply and electronics, utilities and process automation, strutture e soluzioni architettoniche, opere civili, balance of plants direttamente o indirettamente legati al processo di elettroli-

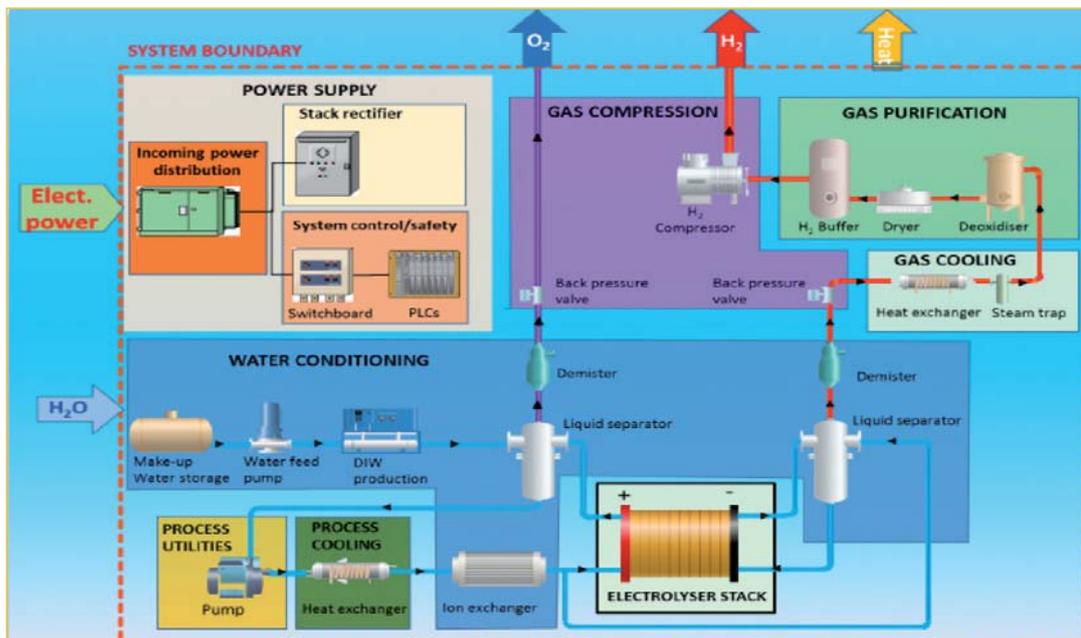


Figura 1
Schema di base di un modulo PEM.

Da "Terminologia armonizzata dell'UE per l'elettrolisi dell'acqua a bassa temperatura per applicazioni di accumulo di energia" - Commissione europea - Rapporto del JRC, 2018

si). Il costo risultante per gli investitori è risultato di 1400 e 1800 €/kW rispettivamente per le tecnologie AEC e PEM, considerando delle contingenze di circa il 25%.

Per la produzione d'idrogeno verde da impianti fotovoltaici ed eolici sono previste due principali alternative:

- elettrolizzatori alimentati direttamente da un impianto a FER dedicato, non connesso alla rete e con produzione variabile e intermittente;
- elettrolizzatori direttamente connessi alla rete e che acquistano energia elettrica verde da impianti FER attraverso un Power Purchase Agreement (PPA).

Visti i costi di trasporto dell'energia elettrica attraverso la rete (che dipendono dalla normativa del paese e possono ammontare a qualche decina di \$/MWh a seconda della potenza e relativo fattore di capacità), molti propendono a considerare la prima alternativa se si vuole produrre idrogeno verde a costo più basso; occorre tuttavia valutare lo sviluppo di normative e considerare che una connessione alla rete può comportare un maggiore fattore di capacità dell'elettrolizzatore e la remunerazione di possibili servizi di rete.

Si può fare riferimento a [3] per una sintesi dell'evoluzione dei costi degli elettrolizzatori previsti fino al 2050 e per un elenco dei diversi

Figura 2

Variazione della produzione d'energia elettrica nel 2019 da un impianto eolico da 100 MW in esercizio nel Sud Italia e di un primario operatore di FER. Variazione annuale da gennaio a dicembre (diagramma superiore) e variazioni in due giorni successivi di marzo, settembre e dicembre (diagramma inferiore)

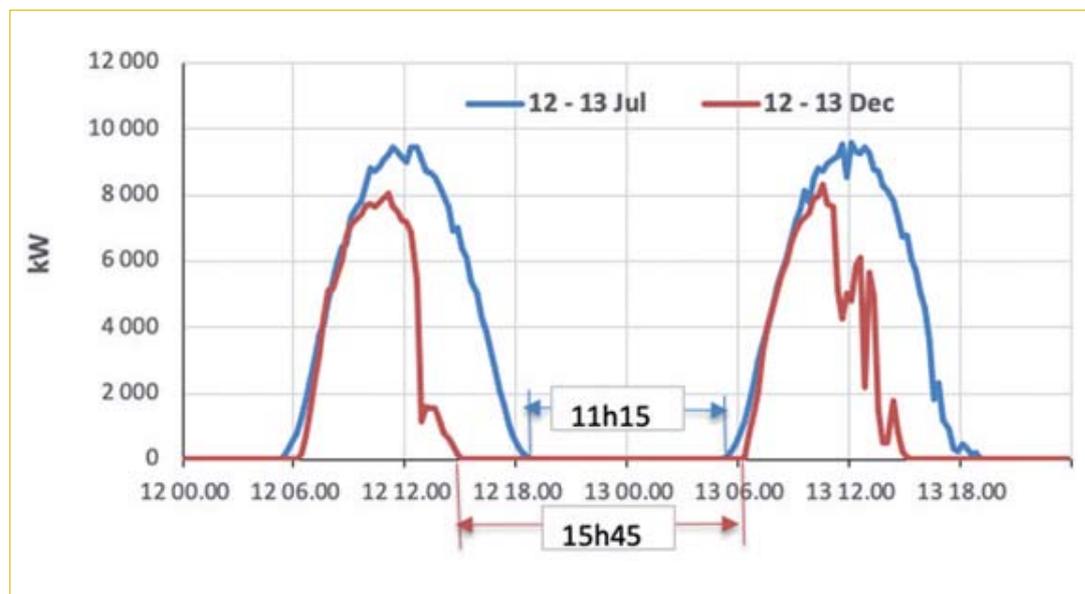
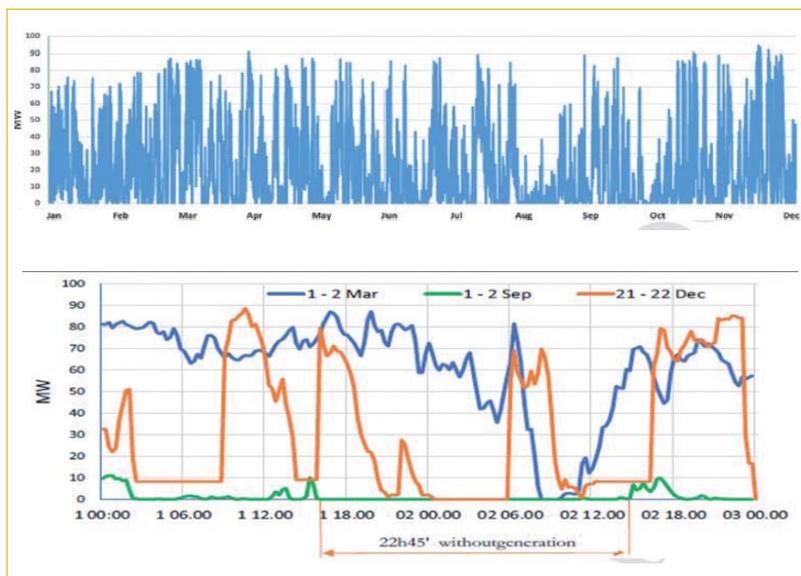


Figura 3

Impianto fotovoltaico in Sicilia da 12,5 MW di un primario operatore di FER - Produzione d'energia elettrica in 2 giorni consecutivi di luglio e dicembre

parametri che ne influenzano il comportamento a fronte della variabilità e dell'intermittenza dell'alimentazione (efficienza, risposta in rampa, tempi per avviamento a freddo e a caldo, campo di operatività in potenza, ecc.). Nella stessa pubblicazione sono riportati diversi dati sulla variabilità e intermittenza della produzione d'energia elettrica da parchi eolici e solari fotovoltaici in Spagna, Francia e Italia. Come esempio sono stati qui riportati i dati sull'energia elettrica prodotta ogni 15 minuti nel 2019 per un parco eolico e un impianto fotovoltaico (FV) operanti nel sud Italia (Figura 2 e 3) e la totale potenza immessa nella rete italiana nel 2020 da tutti gli impianti fotovoltaici connessi al sistema elettrico (Figura 4).

Si può osservare per l'impianto eolico da 100 MW:

- per 1500 ore/anno non vi è nessuna produzione d'energia; un'assenza di produzione può durare praticamente per alcuni giorni successivi;
- variazioni di potenza in salita e discesa molto ripide con un'ampiezza fino a quasi il 100% della potenza nominale.

Per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico in Sicilia da 12,5 MW, i giorni equivalenti di non produzione nel 2019 sono stati 191 e ogni notte in estate per circa 11 ore e in inverno per circa 16 ore non vi è produzione di elettricità.

Per il fotovoltaico in generale dalla figura 4 è evidente la grande differenza stagionale tra luglio e dicembre.

Ci sono pochi dati e praticamente nessuna installazione operativa disponibile per affermare quali potrebbero essere le prestazioni possibili di un elettrolizzatore complesso alimentato solo da un impianto eolico o fotovoltaico non connesso alla rete. In ogni caso il fattore di carico dell'elettrolizzatore è inferiore al fattore di capacità della centrale rinnovabile che lo alimenta a seconda del tipo di elettrolizzatore, a meno che non si considerino anche costosi sistemi di accumulo aggiuntivi sul lato elettrico o il collegamento a una fonte di potenza programmabile. Occorre quindi valutare attentamente i costi dell'idrogeno indicati nei diversi scenari verificando cosa è compreso nel CAPEX annunciato per l'elettrolizzatore e quali sono le effettive ore di funzionamento e l'efficienza prescelta.

Chiaramente, una connessione alla rete, come sopra citato, a parte i costi aggiuntivi da verificare rispetto alla modifica della normativa in materia di pedaggi, aumenterebbe il fattore di capacità dell'energia elettrica fornita e faciliterebbe il funzionamento di un elettrolizzatore e fornirebbe opportunità di possibili servizi remunerati al sistema elettrico.

Un aumento del fattore di capacità della fornitura d'energia elettrica da una centrale elettrica rinnovabile isolata potrebbe essere ottenuto dimensionando la potenza dell'impianto di elettrolisi inferiore alla capacità nominale della centrale con costi da valutare per l'energia elettrica non utilizzata. Questa soluzione è allo studio [4] in alcuni Paesi dove la disciplina del-

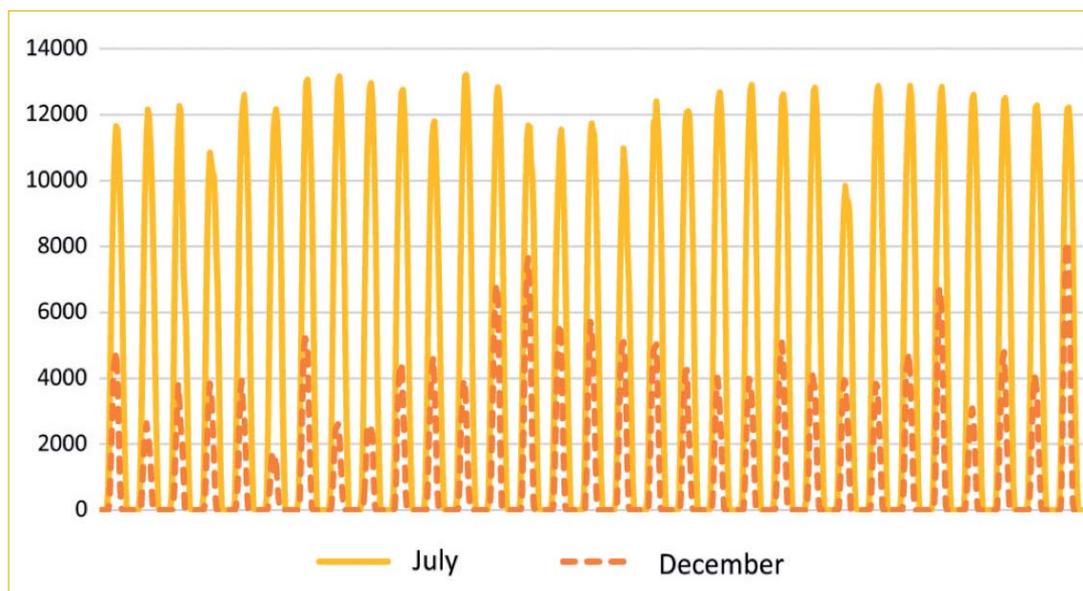


Figura 4 Potenza immessa nella rete italiana da tutti gli impianti fotovoltaici collegati al sistema elettrico nel 2020 e pari a circa 20 GW (da Terna)

L'autoconsumo consente la connessione alla rete di un impianto di generazione e di un carico nello stesso sito e di proprietà di un unico ente con prelievi di potenza o con trasferimento in rete dell'eccedenza di energia, creando problemi ma anche possibili opportunità per il bilanciamento al sistema elettrico. Per entrambi gli impianti FER italiani sopra citati, una potenza nominale dell'elettrolizzatore pari al 30% della potenza dell'impianto FER raddoppierebbe il fattore di capacità [4].

Idrogeno: futuri scenari e tendenze su produzione, costi e tipologie di consumo al 2050

Gli scenari dell'idrogeno fanno chiaramente parte degli scenari energetici globali incentrati sulla decarbonizzazione. Nell'articolo [5], notiamo che negli ultimi mesi sono stati pubblicati nuovi scenari da varie agenzie e aziende e basati sull'ipotesi di centrare l'obiettivo di mantenimento dell'incremento della temperatura globale entro 1,5 °C rispetto al livello preindustriale. In [5] sono riassunti alcuni scenari energetici con dati sul futuro dell'idrogeno con i nuovi sviluppi di FER, efficienza energetica, nuove biomasse, rimozione di CO₂; i dati su H₂ verde sono diversi dagli scenari pubblicati uno o due anni fa dalle stesse organizzazioni.

Per quanto riguarda la produzione globale d'idrogeno, i tre scenari di IEA, IRENA e Hydrogen Council considerano una produzione d'idrogeno nel 2050 intorno ai 2/3 di "H₂ verde" e 1/3 di "H₂ blu" (nessuna menzione a "H₂ blu" da impianti nucleari ammortizzati con prolungamento sicuro della vita). La **tabella 2** riassume le Mt globali di consumo d'idrogeno, la quota d'idrogeno verde e il suo costo di produzione per kg come previsto nel 2050 dalle 3 organizzazioni sopra menzionate.

Per quanto riguarda i diversi settori di utilizzo dell'idrogeno, dalla IEA i trasporti rappresenterebbero il 39%, l'industria il 35%, l'elettricità il 19%, l'edilizia e l'agricoltura il 4,5% e gli altri usi il 2,5%.

Circa il 78,5% del consumo globale d'idrogeno proverrebbe da produzione commerciale e il 21,5% dalla produzione in loco.

Costo livellato dell'idrogeno (LCOH) nel 2020, 2030 e 2050

Sulla base del costo CAPEX degli elettrolizzatori e della loro efficienza come considerati dalla IEA per il 2020, 2030 e 2050, abbiamo creato la **figura 5** che fornisce il valore di LCOH in funzione del costo dell'energie rinnovabili e dei loro diversi fattori di capacità. L'LCOH è essenzialmente il prezzo medio minimo al quale deve essere venduto l'idrogeno verde generato dall'impianto di elettrolisi per compensare i costi totali di produzione nel periodo di vita dell'impianto. Per la formula utilizzata e vari dettagli si rimanda a [4]. Nello specifico, i costi medi di O&M sono stati valutati ogni anno pari al 5% del CAPEX dell'impianto lungo i 20 anni di vita considerati e si è ipotizzato un tasso di sconto (DR) dell'8%, ritenuto oggi dagli investitori privati come valore minimo, visti i diversi rischi in gioco e la scarsa definizione di standards di sicurezza e normative di mercato.

I costi di sviluppo pre-investimento sono stati stimati al 15% dei costi di impianto. Questo è probabilmente un valore molto ottimistico per impianti di piccole e medie dimensioni (soprattutto in Italia). Questi costi sono spesso ignorati nei diversi scenari, sebbene siano importanti: scelta della localizzazione dell'impianto, procedure amministrative per ottenere i diversi permessi, acquisto o locazione del terreno, studi di fattibilità e d'ingegneria preliminare, rapporti con fornitori d'energia rinnovabile e con potenziali clienti per l'acquisto d'idrogeno, preparazione ed emissione di gare d'appalto, negoziazione del contratto per la realizzazione dell'impianto a un general contractor o più contrattisti, supervisione alla costruzione e messa in servizio ecc.

Per questi calcoli abbiamo seguito l'approccio di diverse agenzie in cui l'elettrolizzatore funzionerà con un fattore di carico equivalente al fattore di capacità della fonte d'energia elettrica rinnovabile che lo alimenta. Come già accennato, secondo gli autori, ciò è impossibile nel caso di alimentazione da un impianto FER dedicato senza aggiungere significativi costi addizionali. Pertanto i valori di LCOH presentati sono ottimistici.

Tabella 2 Proiezioni al 2050

SCENARI	Mt H ₂ NEL 2050	QUOTA DI H ₂ VERDE	COSTI H ₂ VERDE \$/kg
IRENA	615	66%	1.0
IEA	528	62%	1.3 - 3.4
Hydrogen Council	550	55% - 65%	0.9 - 1.9

La **figura 5a** che fornisce i valori di LCOH odierni, abbiamo indicato il record mondiale di \$10/MWh recentemente ottenuto per un impianto fotovoltaico da 600 MW in Arabia Saudita, i risultati delle ultime aste per l'eolico e fotovoltaico in Spagna e per l'eolico in Italia, i prossimi valori attesi per l'Italia per il fotovoltaico e l'eolico, i valori per l'eolico offshore secondo le valutazioni UE, inclusi i collegamenti alla rete onshore. Considerando le centrali nucleari ammortizzate in Francia e negli USA, i valori attesi per la produzione d'idrogeno blu sono di gran lunga i più economici considerando sia il basso costo del kWh prodotto e sia il fattore di carico molto elevato che avrebbero gli elettrolizzatori alimentati da elettricità nucleare. Occorre notare che per impianti elettrolizzatori con taglia superiore a circa 100 MW, il CAPEX è previsto da IEA intorno agli 800 \$/kW rispetto ai 1.180 \$/kW del dato riportato in figura.

La **figura 5b** è per l'orizzonte 2030 e mostra il beneficio della riduzione a circa la metà del CAPEX dell'elettrolizzatore, l'aumento della sua efficienza e i costi medi dell'energia eolica e solare previsti inferiori agli attuali.

La **figura 5c** si riferisce ai valori attesi per gli elettrolizzatori nel 2050; per raggiungere il valore "mantra" di \$1/kg H₂, il costo per MWh dell'elettricità rinnovabile dovrebbe essere negativo per un fattore di carico dell'elettrolizzatore pari a 1500 ore, come nel sud Italia. Per fattori di carico di 2.500, 4.000 e 8.000 ore/anno, il costo dell'elettricità rinnovabile dovrebbe essere rispettivamente di 4 - 10 e \$ 17/MWh. È anche chiaro che quando il CAPEX dell'elettrolizzatore diminuisce e la sua efficienza aumenta, per l'idrogeno prodotto la differenza di costo tra i diversi fattori di capacità dell'energia rinnovabile diminuisce.

Si può anche dedurre dalla **figura 5b** relativa al 2030 che, per un elettrolizzatore connesso alla rete che utilizza un PPA con un costo di produzione FER di \$ 25/MWh di un impianto remoto, aggiungendo costi di trasporto sul sistema di alimentazione e oneri accessori di circa \$ 25/MWh (e quindi con il costo dell'energia rinnovabile per l'elettrolizzatore di \$ 50/MWh), il valore di LCOH corrispondente a un fattore di carico di 7.000 ore sarebbe di circa \$ 3/kg d'idrogeno nel 2030.

Nell'UE, a parte eolico off shore in alcune nazioni, l'elettricità rinnovabile deve raggiungere

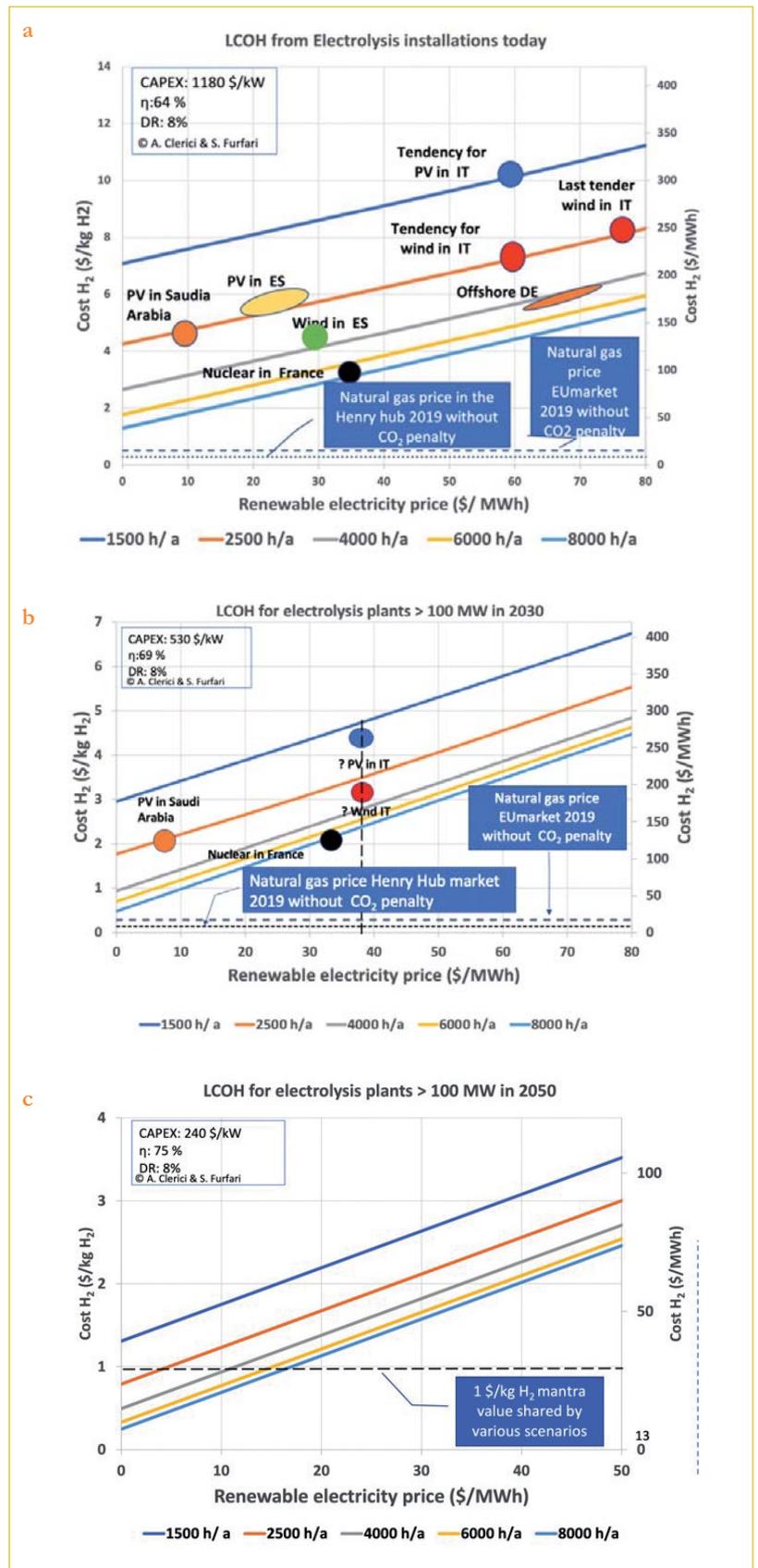


Figura 5 Costo livellato dell'idrogeno oggi, nel 2030 e nel 2050 in funzione del prezzo delle energie rinnovabili, del CAPEX e del fattore di carico dell'elettrolizzatore

fattori di capacità più elevati e costi di produzione inferiori per avere un prezzo dell'idrogeno verde vicino a quello prodotto nelle regioni aventi costi dell'elettricità rinnovabile molto bassi e fattori di capacità interessanti. È il caso del Medio Oriente, di parti dell'Africa, dell'Australia e del Sud America, a causa dell'elevata insolazione o di venti più forti/costanti, bassi costi locali del personale e del terreno, procedure di autorizzazione più semplici e mancanza di opposizione alle grandi installazioni rispetto a Stati membri della UE. Alcune organizzazioni come da [7] e paesi UE (es. Germania) oltre alla produzione locale ritenuta insufficiente rispetto agli obiettivi posti considerano importazioni d'idrogeno verde con accordi di collaborazione con paesi al di fuori di UE.

Idrogeno nelle strutture di trasporto esistenti

A livello internazionale sono in corso sperimentazioni con idrogeno miscelato con metano (blending) in sezioni di gasdotti e l'Italia è in prima fila con SNAM. A parte un blending in alcune applicazioni locali o su specifiche dorsali, nell'ipotetico utilizzo su tutta la rete nazionale di un blending al 10% o addirittura al 20% in volume d'idrogeno, avremmo la perdita rispettivamente del 7% e del 14% in potere calorifico dell'intera miscela. Ciò ha vari impatti da verificare tra cui la legislazione, l'interoperabilità tra reti diverse e la fatturazione agli utenti per un potere calorifico inferiore. I vantaggi di una riduzione di Mt di CO₂/anno vanno confrontati con i costi da definire nel dettaglio per adattare tutti i componenti del sistema da tubi, stoccaggi, sta-

zioni di compressione ecc.

Per l'utilizzo di metanodotti esistenti, con idrogeno al 100% (a parte seri controlli per l'ammodernamento/sostituzione di sottosistemi/componenti e necessità di nuove norme di sicurezza), a pressione possibile si perderà circa 1/2 - 1/3 dell'attuale capacità effettiva di trasporto d'energia con metano che con un diametro di 48 pollici, corrisponde a circa 24 GW.

Trasportare energia come idrogeno o come elettricità?

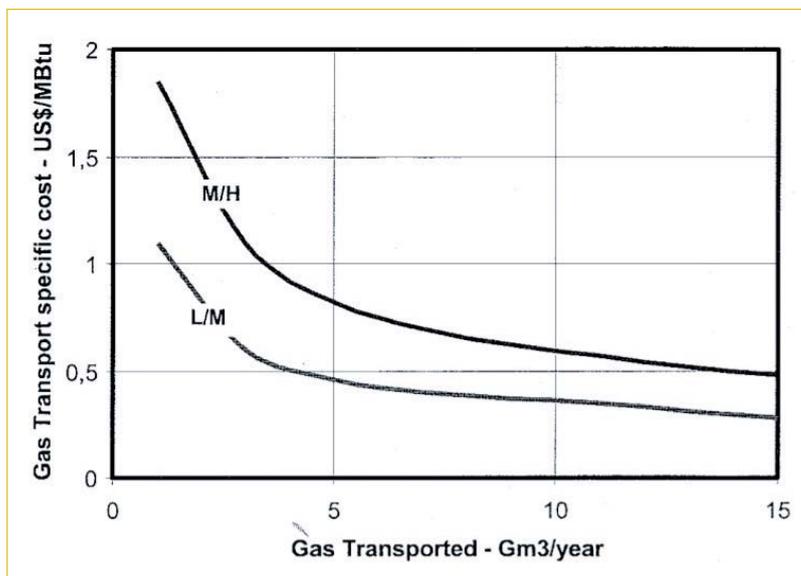
Senza entrare nei dettagli delle reti d'idrogeno integrate nazionali o regionali facciamo alcuni commenti generali principalmente relativi a:

- il trasporto d'idrogeno o energia elettrica da produzione eolica offshore, visto il previsto aumento del numero di impianti eolici offshore dedicati all'idrogeno verde;
- importare idrogeno o elettricità da fonti rinnovabili a basso costo prodotte in altre regioni, tenendo conto che vari paesi/regioni non possono produrre localmente il consumo d'idrogeno previsto (ad esempio la UE come sopra accennato). Sono allo studio e annunciati ufficialmente progetti FER multi-GW e sistemi energetici di trasporto, anche per distanze fino a oltre 15.000 km e l'OMAN prefigura impianti elettrolizzatori per 25GW.

Chiaramente il costo finale dell'idrogeno alla fine della destinazione dipenderà dal costo del trasporto, che è specifico per ogni progetto e relativo al percorso (terra o mare o ibrido con condizioni e costi locali appropriati), ma i due parametri principali dei potenziali benefici di trasporto di elettricità o idrogeno sono la capa-

Figura 6

Costo di trasporto del gas naturale per unità d'energia lungo 1000 km di sistemi terrestri, in funzione dei metri cubi trasportati e in aree a costi medio/alti (M/H) e medio/bassi da [6].



cità di trasporto d'energia all'anno considerata e la distanza.

In base all'esperienza maturata nei sistemi di trasporto del gas naturale via terra o via mare (via mare la lunghezza massima è di circa 2.000 km a causa delle necessarie centrali di compressione, a meno che non sia possibile trovare punti intermedi lungo la rotta marittima per installarle), il costo C del CAPEX (es. per 1.000 km) in funzione della capacità P in Gm³/anno (comprese le centrali di compressione e tutti i dispositivi aggiuntivi) varia secondo la seguente formula approssimativa $C = k P^{0.6}$. Il costo specifico dell'energia trasportata in \$/MBtu presenta un forte aumento al di sotto di 4 Gm³/anno [6] come da **figura 6**.

Lo stesso comportamento vale per il trasporto d'idrogeno via gasdotto, con un forte aumento dei costi per unità di potenza quando la capacità di trasporto scende al di sotto di valori da analizzare in dettaglio. I principali valori riportati da varie fonti per il trasporto d'idrogeno via idrogenodotto si riferiscono al trasporto di molti Gm³/anno per condotta, tramite tubazioni di grandi dimensioni (da 24 a 48 pollici).

Come da contatti con primari fornitori di cavi, il trasporto dell'energia elettrica via mare con soluzioni attualmente disponibili consente, ad esempio, a 220 kV AC con comode soluzioni tripolari di raggiungere 400 MW a 100 km e 500 MW fino a 70 km con un solo circuito; a +/- 500 kV DC, è possibile trasmettere 2.000 MW per bipolo fino a distanze di diverse migliaia di km. I cavi disponibili possono essere installati fino a 3000 metri di profondità. Dal Marocco al Regno Unito è stata studiata una trasmissione sottomarina d'energia elettrica con 2 bipoli DC lunghi 3800 km per complessivi 4.000 MW al fine di ottenere un interessante costo in UK per MWh di FER importate per alimentare elettrolizzatori locali in concorrenza con le FER locali.

Per quanto riguarda i sistemi di trasmissione DC onshore, in Cina è in funzione una linea di trasmissione aerea (OHTL) da 13.000 MW +/- 1150 kV con una lunghezza di 3500 km; e sono in funzione vari sistemi con OHTL's +/- 800 kV per capacità comprese tra 5.000 MW e 8.000 MW in Cina, India e Brasile con lunghezze di oltre 2.000 km. Tuttavia, va considerata l'opposizione alle linee OHTL in vari paesi (ma non va trascurata la crescente opposizione ai gasdotti). In Germania sono in fase di sviluppo quattro sistemi bipolari DC +/- 500 kV in cavi interrati per trasportare la produzione di FER situate nel nord del paese alle regioni centrali e meridionali.

Per il trasporto dell'ammoniaca o dell'idroge-

no liquido, indispensabili per distanze superiori ai circa 2.000 km via mare, i costi principali sono gli investimenti in navi cisterna e in impianti di conversione/liquefazione [7] e riconversione del gas idrogeno; il costo del trasporto non è tanto influenzato dalla distanza, ma supera i 3 \$/kg d'idrogeno con valori realistici di un WACC superiori al 4% della referenza.

Per il trasporto diretto d'idrogeno da impianti eolici offshore da collegare alla terraferma tramite un gasdotto, come proposto da alcuni, sono necessarie analisi dettagliate che prevedano possibili alternative alla consueta produzione in corrente alternata da generatori eolici, trasferita tramite cavi MT a una stazione MT/AT su una piattaforma collegata a terra da sistemi in alternata o in continua in funzione della distanza. Un elettrolizzatore su una piattaforma, con il suo ingombro e il suo peso, necessita di acqua trattata e dovrebbe essere considerato a fondo. I gasdotti per il trasporto d'idrogeno a breve/medio termine dovranno soddisfare standards internazionali ancora da definire e controllare le possibili dispersioni d'idrogeno, infragilimenti delle strutture in acciaio con i rischi per la sicurezza.

Sia per la trasmissione d'energia da centrali elettriche offshore alla terraferma o per la trasmissione da altre regioni, anche molto remote con costi FER molto bassi, devono essere eseguite analisi tecniche ed economiche serie caso per caso; ciò confrontando la trasmissione di elettricità dalla produzione FER a elettrolizzatori all'estremità ricevente rispetto alla produzione diretta d'idrogeno da FER remote e trasporto d'idrogeno o dei suoi combustibili derivati fino all'estremità ricevente. Per il trasferimento di elevate potenze su lunghe distanze i vantaggi del trasporto di molecole rispetto agli elettroni sono evidenti, ma in altri casi si deve trovare la soluzione più economica e meno rischiosa.

Conclusioni

L'idrogeno verde prodotto da FER è affascinante, ma rimangono una serie di sfide tecnologiche ed economiche, non solo per la sua produzione, su cui si è concentrato questo articolo, ma anche lungo gli altri anelli dell'intera catena: compressione, stoccaggio, trasporto, distribuzione e uso finale.

Ulteriori analisi sono necessarie per verificare il possibile comportamento effettivo ed efficace di sofisticati impianti di elettrolisi se alimentati esclusivamente da impianti solari fotovoltaici o eolici non collegati alla rete e con produzione d'energia elettrica variabile e intermittente. Una

modellazione dinamica di diversi tipi di elettrolizzatori è indispensabile e basata sui risultati di prove su impianti reali.

Solo sulla base dei risultati della cooperazione internazionale in progetti dimostrativi sarà possibile definire obiettivi concreti e affidabili per tempi e costi dell'idrogeno verde per i clienti finali. Proporre tempi e costi energetici eccessivamente ottimistici per l'idrogeno verde potrebbe essere controproducente. Anche con il valore 'mantra' per la sua produzione di circa \$ 1/kg d'idrogeno verde entro il 2050, il costo energetico sarebbe di € 30/MWh al sito di elettrolisi, rispetto alla media 2019 (pre-COVID-19) per il gas naturale di \$ 8,7/MWh negli Stati Uniti e \$ 17/MWh sul mercato spot UE, entrambi senza penalità di CO₂ e prima dei recenti rincari.

Dato che i grandi impianti di elettrolisi richiedono circa 20 litri di acqua per kg d'idrogeno (più del doppio del valore stechiometrico secondo IRENA) e che l'impronta di un impianto da 1 GW è dell'ordine di 350 m × 350 m (secondo Irena), questi elementi chiave non possono essere sottovalutati per varie applicazioni.

Per attrarre investitori per lo sviluppo dell'idrogeno verde, è necessario implementare standard di sicurezza riconosciuti a livello internazionale e una regolazione chiara e stabile per l'elettricità, il gas naturale e l'idrogeno con servizi specifici che potrebbero essere pagati al proprietario dell'elettrolizzatore per vantaggi al funzionamento/costi globali del sistema elettrico. Le tassazioni sulla CO₂ avranno un impatto importante.

Per uno sviluppo iniziale della domanda d'idrogeno con prezzi "ragionevoli", sarà opportuno considerare l'idrogeno blu più economico (come anche sottolineato in recentissimi documenti della IEA relativi a sviluppi del sequestro della CO₂ o come da centrali nucleari esistenti e ammortate) in attesa dell'annunciata e ancora in

arrivo riduzione dei costi dell'idrogeno verde. La possibile estensione temporanea e sicura della vita degli impianti nucleari ammortizzati esistenti ad esempio in UE avrebbe un impatto positivo sia sulla riduzione delle emissioni di CO₂ che sulla possibile produzione iniziale a basso costo d'idrogeno blu privo di CO₂.

Considerando le differenze di scenari basati principalmente sui migliori valori globali o medi e il loro frequente aggiornamento, è indispensabile per qualsiasi progetto avere un'analisi dettagliata caso per caso basata sulle specifiche condizioni locali.

Per l'utilizzo dell'infrastruttura del metano esistente con qualsiasi miscela in % d'idrogeno o con il 100% d'idrogeno, oltre ai problemi di stoccaggio e all'emissione di nuovi standards e regolamenti internazionali di sicurezza, sarà necessario controllare attentamente tutti i componenti per problemi di infragilimento e costi di modifica/aggiornamento di tutta l'infrastruttura comprendendo materiali/saldature per tubi, guarnizioni, misuratori di portata, supporti, compressori, turbine a gas e misure di quantità e qualità dell'idrogeno trasportato. Per la trasformazione all'utilizzo al 100% con idrogeno si devono considerare i contratti in essere di acquisto e vendita di metano; in ogni caso la nuova capacità di trasferimento d'energia sarà sensibilmente inferiore a quella attuale con il metano.

Per il trasporto d'energia da siti di produzione di FER a basso costo, a parte i casi di grandi capacità e distanze molto lunghe, i vantaggi del trasporto di molecole rispetto all'elettricità dovrebbero essere valutati attentamente sulla base di dati solidi e realistici.

Le opinioni espresse in questa pubblicazione sono quelle degli autori e non riflettono necessariamente le opinioni delle loro organizzazioni.

bibliografia

[1] IEA: The future of hydrogen, *Technology report*, June 2019.

[2] IEA: NetZero by 2050, *Revised version*, July 2021.

[3] S. Furfari, A. Clerici: Green hydrogen: the crucial performance of electrolysers fed by variable and intermittent renewable electricity, *Eur. Phys. J. Plus*, 136:509, Mai 2021.

[4] A. Clerici, S. Furfari: The present and future green hydrogen production cost, *Science, climat et énergie*, 2021/07/16.

[5] A. Clerici, S. Furfari: Future energy scenarios, impact on hydrogen development and EU green hydrogen strategy, *AEIT*, 2021.

[6] A. Clerici, P. Murgia, L. Valfrè: Transport of energy through mass or in form of electricity in view of sustainable Development, *Paper presented at the 19th World Energy Congress*, Sydney, 5-9 Sept. 2004.

[7] WEC Europe study report: Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities, *La Revue de l'Énergie*, Octobre 2021 - https://www.wec-france.org/wp-content/uploads/2021/10/WEC_Europe_Hydrogen_Study-1.pdf

[8] Published on October 26th, 2020 by the Institute for Technology Sustainable Process. <https://ispt.eu/media/ISPT-public-report-gigawatt-green-hydrogen-plant.pdf>