



IL RUOLO DELL'IDROGENO DA ELETTROLISI NELLA SOVRAPPRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI - PARTE 2

In questo lavoro si mostra come pochi grandi impianti di elettrolisi con moduli alcalini localizzati in determinati siti e alimentati con tale eccesso di energia, possono produrre già da ora idrogeno verde per usi industriali ed a costi competitivi. Inoltre la presenza di impianti di elettrolisi collegati alla rete elettrica, rappresenterebbe un elemento controllabile utile alla sua regolazione e stabilità.

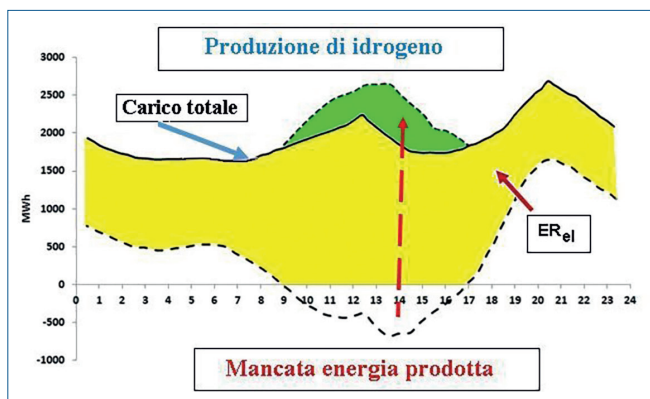


Fig. 1 - Profilo mediato giornaliero in eccesso di mancata energia prodotta utilizzabile per produrre idrogeno [1]

Sovraproduzione di energia e domanda di idrogeno

L'esistenza di una quantità crescente non utilizzata di energia prodotta da rinnovabile [1] suggerisce l'ovvia idea di dirottare tale energia in eccesso presente nella rete elettrica nazionale verso impianti di elettrolisi per la produzione di idrogeno [2, 3] (Fig. 1). Rispetto all'integrazione degli impianti di elettrolisi in combinazione con energie rinnovabili sinora

studiati e sperimentati, la presente ipotesi si basa sulla disponibilità di tale energia in eccesso e della possibilità di concepire l'impianto di elettrolisi come un elemento controllabile della rete elettrica, utile alla regolazione e stabilità della stessa, in maniera analoga a quanto svolto da sistemi

	Eolico, GWh	PV, GWh	ER _{el} , GWh	Prod. regionale, %	MPE, GWh/anno
Molise	662,0	231,2	893,2	3,2	25,7
Abruzzi	410,2	945,5	1355,7	4,8	39,0
Calabria	2132,4	681,3	2813,7	9,9	81,0
Sardegna	1677,1	1154,7	2831,8	10,0	81,5
Basilicata	2423,0	491,3	2914,3	10,3	83,9
Campania	3209,2	981,5	4190,7	14,8	120,6
Sicilia	2765,4	1911,3	4676,7	16,5	134,6
Puglia	4801,9	3839,2	8641,1	30,5	248,7
Totale	18081,2	10236,0	28317,2	100,0	815,0

Tab. 1 - Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel Sud Italia ed ipotesi di distribuzione della MPE (Mancata Produzione Eolica 2020) [8]

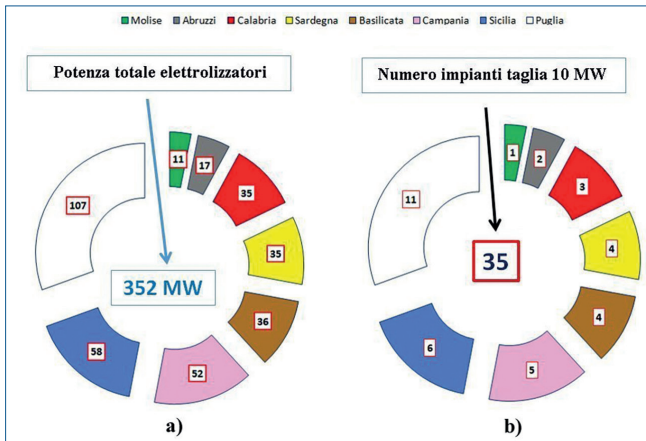
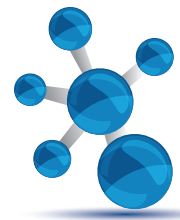


Fig. 2 - Stima distribuzione regionale della potenza totale di elettrolizzatori da 10 MW a) e numero impianti b)

con batterie in corso di sperimentazione [4, 5]. Ipotizzando quindi di utilizzare la mancata energia immessa in rete (per il 2020 circa 815 GWh/anno [6]) dagli impianti di rinnovabili elettriche, in genere eolici, per alimentare impianti di elettrolisi che abbiano un valore conservativo di efficienza del 65%, si potrebbero produrre circa 16.000 t/anno di idrogeno; una tale quantità è equivalente al 3,3% della richiesta industriale interna, pari a 480.000 t/anno (16 TWh/anno - LHV 120 MJ/kg) [7].

Tale quantità è stata suddivisa tra le varie regioni meridionali, stimandola ripartita secondo la quota di energie rinnovabili elettriche fornita da ognuna (Tab. 1). Una tale capacità produttiva di idrogeno potrebbe essere garantita da elettrolizzatori per complessivi 352 MW di potenza (Fig. 2a) (ipotizzando un tempo medio di funzionamento giornaliero di 6,5 ore/giorno) con, ad esempio, 35 impianti da 10 MW (Fig. 2b), taglia dimostrativa già operante in altri Paesi [9-11].

Considerando l'incremento di potenza degli impianti ERel previsto dal PNIEC (potenza totale da ERel 70,5 GW al 2030) e supponendo che la sovrapproduzione di energia si mantenga in percentuale (1,95%) costante rispetto ai consumi, anch'essi previsti costanti, è possibile stimare il surplus futuro (1.817 GWh).

In questa condizione la produzione di idrogeno a tale data si potrebbe aggirare sulle 35.000 t/anno, pari al 7,7% del consumo attuale di idrogeno, frazione ancora limitata del consumo industriale totale.

Il mercato dell'idrogeno attuale è indirizzato a quattro principali settori: chimica, raffinazione, lavorazione dei metalli e applicazioni industriali diversificate [12], con i primi due settori che assorbono oltre il 90% dei consumi. Il restante (~48.000 t/anno) è prodotto in impianti specifici e trasportato nei siti dove trova applicazione (acciaierie, industrie alimentari, semiconduttori, vetro, ecc.). Questi ultimi settori potrebbero essere i primi destinatari dell'idrogeno prodotto elettroliticamente, considerata la qualità, la quantità e la modalità di distribuzione.

Attualmente, il mercato dell'idrogeno è diversificato ed i produttori di idrogeno sono spesso auto-consumatori: si tratta di soggetti industriali che producono in modo vincolato esclusivamente ai propri consumi interni in grosse quantità (ammoniaca, metanolo, resine). Esistono, poi, anche produttori per conto terzi, in grado di rivendere quantità variabili prodotte in impianti dedicati, ed a volte questi impianti fanno parte dell'indotto di zone industriali, ovvero sono collegati a industrie specifiche. Infine, esistono anche settori industriali che producono idrogeno come prodotto secondario di altre lavorazioni (ad esempio impianti di produzione del cloro). Il confine tra questi soggetti non è sempre definito (Fig. 3): gli auto-produttori (1) possono diventare fornitori dei rivenditori stessi in caso di sovrapproduzione (2) o consumatori in caso di necessità (3) come anche i produttori da altri processi possono diventare fornitori dei primi (5-7) o dei

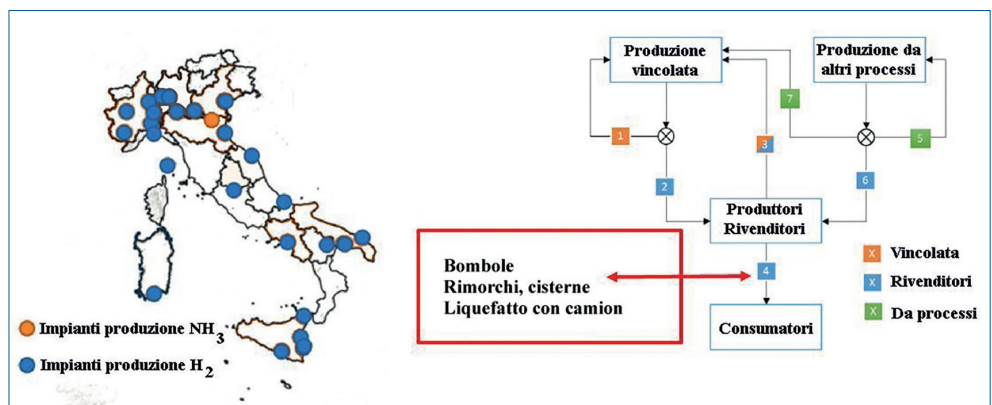


Fig. 3 - Localizzazione impianti produzione nazionale di idrogeno e tipologia delle produzioni industriali [15]

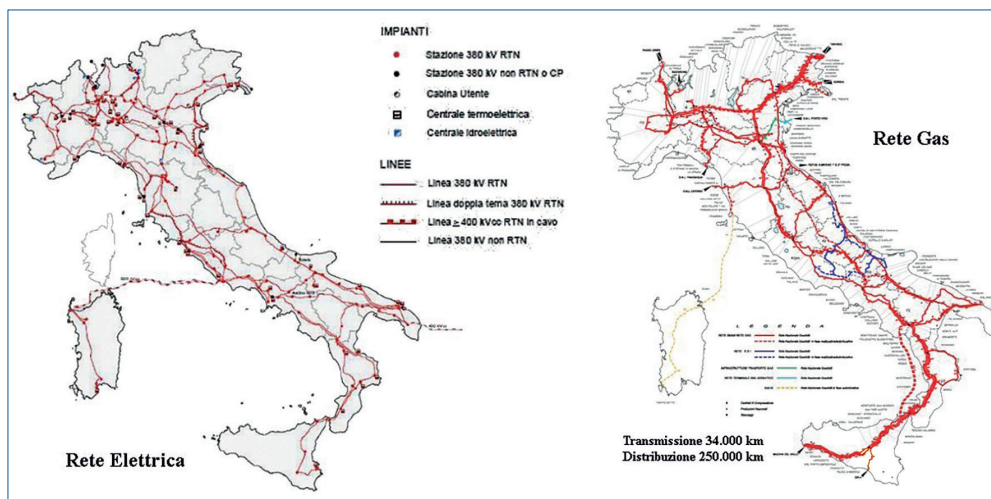


Fig. 4 - Configurazione della rete elettrica (sx) e rete linee gas (dx) in Italia

secondi (5-6). La dislocazione degli impianti in Italia (Fig. 3), evidenzia una distribuzione sull'intero territorio nazionale con una certa concentrazione nelle aree industriali del Nord-Ovest del Paese ma anche nel Sud, in particolare Puglia e Sicilia.

Stabilito l'ordine di grandezza dei vari impianti necessari ad assorbire l'energia in surplus, il passo successivo potrebbe consistere nell'individuare la localizzazione degli stessi. Qui occorre introdurre alcune considerazioni che tengano conto di vari fattori, la cui conoscenza e valutazione di priorità appartengono alle competenze di chi gestisce le reti, in primo luogo quelle elettriche e in secondo quelle del gas (Fig. 4).

Si possono indicare una serie di criteri per individuare potenziali siti:

- punti di congestione della rete elettrica in media tensione;
- presenza di attività industriali che richiedono un uso diretto di idrogeno;
- prossimità alla rete del gas per possibili future iniezioni in caso di sovrapproduzione (P2G - Power to Gas).

La funzione di carico regolabile sulla rete elettrica rappresentato da un impianto di elettrolisi pone l'attenzione della localizzazione in quanto questa dovrebbe favorire un'azione quanto più efficace e rapida possibile.

È evidente che un elevato numero di siti regionali, pur permettendo un migliore controllo distribuito dei carichi e della rete, avrebbe costi di investimento e

di gestione maggiori. Una concentrazione di più moduli di elettrolisi in pochi siti si avvantaggerebbe dell'economia di scala, di un minor numero di impianti ausiliari (inverter, raddrizzatori, impianti di purificazione acqua e gas, compressori ecc.) e di una maggiore flessibilità nella gestione ottimale e nella manutenzione dell'impianto e delle singole unità.

Risulterebbe favorevole

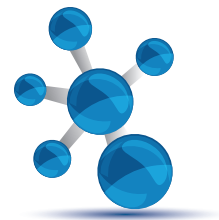
la presenza degli utenti finali in prossimità dell'impianto stesso, così da minimizzare accumuli, sistemi di compressione e trasporto; l'utilizzo diretto ed immediato dell'idrogeno prodotto sarebbe ideale.

La presenza della rete gas per l'eventuale immissione in rete, anche se non appare come la soluzione ottimale dal punto di vista chimico e termodinamico, risulta comunque una soluzione semplice ed economica da realizzare.

Ad ogni modo occorre pensare questi impianti di produzione elettrolitica dell'idrogeno, sostanzialmente modulari e facilmente espandibili secondo le richieste di aumento di potenza e delle esigenze di utilizzo. Rispetto alle varie applicazioni dimostrative di accoppiamento con impianti eolici o fotovoltaici che si sono finora realizzati e studiati, la caratteristica di un impianto siffatto è che, avendo sempre come dati dell'energia in ingresso delle caratteristiche elettriche specifiche e costanti, risulta più facile ed economico la standardizzazione ed ottimizzazione dei componenti, sia elettrici che elettronici di potenza. Ne consegue in cascata una standardizzazione nei componenti modulari principali (*stack*) e di quelli ausiliari (deoxo, osmosi inversa, compressione, DC/DC, sensoristica ecc.).

Tecnologie a confronto: elettrolizzatori alcalini e polimerici

Le tecnologie di elettrolisi attualmente mature per rispondere alle esigenze sopra evidenziate in rapporto alle quantità di idrogeno da produrre ed alla



potenza necessaria sono quelle degli elettrolizzatori alcalini e a membrana polimerica (PEM: *Polymer Electrolyte Membrane*). La Tab. 2 pone a confronto le caratteristiche tecniche di due sistemi di elettrolisi di potenza analoga. Si tratta dell'elettrolizzatore alcalino NEL AC-485 e del quasi equivalente polimerico NEL PEM-MC-400. La scelta di unità simili per capacità di produzione (413 e 485 Nm³/h rispettivamente) rende confrontabili le caratteristiche tecniche e le prestazioni. Accoppiando più *stack* si possono realizzare impianti di dimensioni maggiori come ad esempio l'alcalino A3380 (2,1 MW) costituito da 8 moduli AC-485 e il polimerico M4000 (1,8 MW) costituito da 10 moduli MC-400.

La modularità degli impianti di elettrolisi per entrambe le tecnologie con una dimensione limite di *stack* semplifica una serie di problemi quali tenuta in pressione, fluidodinamica (miscela bifase elettrolita-gas) e la gestione elettrica di tutto il sistema.

Parametro	NEL AC485 (262 kW)	NEL PEM-MC400 (180 kW)
Produzione oraria	485 Nm ³ /h	413 Nm ³ /h
Parzializzazione della capacità produttiva	15%, 100% dell'intervallo di flusso	10%, 100% dell'intervallo di flusso
Pressione	1-30 bar (g) fino a 200 bar con compressore addizionale	1-30 bar (g) fino a 200 bar con compressore addizionale
Consumo specifico	4,40 kWh/Nm ³	4,53 kWh/Nm ³
Efficienza sistema elettrico	67,7%	65,7%
Grado di purezza idrogeno	99,6% (99,99 dopo purificazione)	99,9998%
Elettrolita	Soluzione KOH 25 wt%	Membrana polimerica (PEM)
Consumo acqua alimentazione	0,9 l/Nm ³	0,9 l/Nm ³ (H ₂ O a 0,1 μS cm ⁻¹)
Area di ingombro	225 m ²	160 m ²
Tempo di vita del sistema	>10 anni	Non verificata su queste dimensioni
Catalizzatore - Materiali	A base di Ni e Fe	PGM (Ir,Pt) - Ti, Nafion®

Tab. 2 - Confronto elettrolizzatore alcalino e polimerico [13]

Entrambi i sistemi possono operare a carico parziale, caratteristica tipica del collegamento con un'alimentazione elettrica proveniente da energia rinnovabile, anche se questa capacità è più limitata per l'elettrolizzatore alcalino. Tuttavia, utilizzando più moduli di elettrolizzatori e con un'attenta gestione dell'energia in ingresso al sito di produzione, le condizioni limite di funzionamento potrebbero essere tenute sotto controllo. Per quanto riguarda la produzione di idrogeno in pressione, gli elettrolizzatori polimerici potrebbero raggiungere valori più elevati rispetto agli alcalini, riducendo così i successivi stadi di compressione. Tuttavia questa possibilità appare ancora da verificare in campo e su potenze elevate nel lungo periodo, quando la periodica e ripetitiva pressurizzazione degli *stack* potrebbe produrre perniciosi rilassamenti negli organi di tenuta. Al momento, un sistema di compressione a valle degli elettrolizzatori, con livelli di pressione regolabili ed adeguati al servizio cui è destinato l'idrogeno, appare come la soluzione più praticabile, anche se probabilmente, meno economica.

Entrambe le tecnologie non presentano differenze nel sistema di alimentazione elettrica come pure negli ausiliari richiesti per il trattamento del gas prodotto (eliminazione impurità ed essiccazione), con un minore lavoro previsto per la tecnologia PEM vista la migliore qualità del gas in uscita. Non così per l'alimentazione dell'acqua di processo, dove i bassissimi livelli di conducibilità richiesti dalla tecnologia PEM (~0,1 μS cm⁻¹) [2], necessari per evitare la contaminazione della membrana, portano ad adottare tecnologie di purificazione aggiuntive (impianti osmosi). Questo rischio esige un controllo continuo della conducibilità dell'acqua circolante ed una sua costante purificazione, al fine di eliminare le tracce degli ioni rilasciati dai materiali costituenti il circuito. Questo aspetto pone un'ulteriore alea su affidabilità e prestazione nel tempo degli elettrolizzatori polimerici. L'area di ingombro dell'impianto (*footprint*) privilegia la tecnologia PEM, con elettrolizzatori più compatti e di dimensioni inferiori, anche se, trattandosi di impianti industriali, questo aspetto appare di minore importanza.

Riguardo la qualità dei materiali del circuito e dei catalizzatori, se per gli elettrolizzatori alcalini l'aggressività dell'elettrolita porta ad usare componentistica



Fig. 5 - Impianto Norsk-Hydro 150 MW, 70 t/giorno, 30.000 Nm³/h (1948-1990)

adeguata nella circuiteria, in quelli polimerici è la sezione *stack* (elettrodi, membrana e piatti) a richiedere materiali pregiati e costosi (Pt, Ir, Ti, Nafion™). In particolare, la disponibilità e ristretta localizzazione dei PGM (*Platinum-Group Metals*) limiterà certamente l'uso estensivo di questa tecnologia [14].

Da un punto di vista tecnico, la tecnologia dell'alcalino appare più adeguata ed affidabile rispetto a quella del PEM anche in virtù del fatto che questi impianti sono stati eserciti per moltissimi anni (Fig. 5).

Valutazione economica della produzione di idrogeno da energia in eccesso

Esistono molte analisi sul costo di produzione dell'idrogeno mediante elettrolisi e, in linea generale, tutte indicano come fattore incisivo quello del costo dell'elettricità (ca. 60%) [15]. Partendo dal consumo specifico dell'elettrolizzatore (Tab. 2) si può agevolmente costruire la retta teorica *costo dell'idrogeno vs prezzo dell'elettricità*, la cui la pendenza rappre-

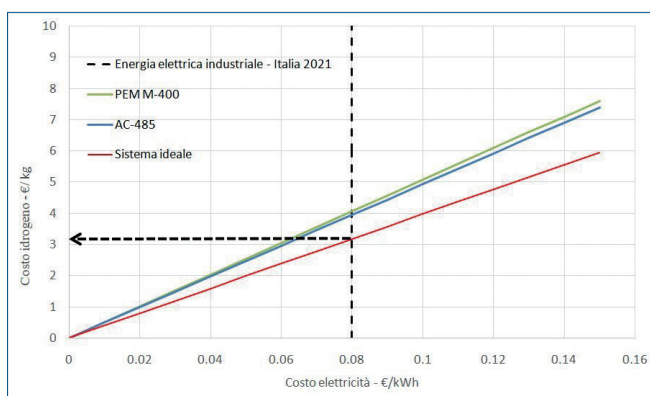


Fig. 6 - Il costo della produzione di idrogeno tramite elettrolisi considerando solo il contributo dell'elettricità per un sistema ideale e per gli elettrolizzatori commerciali della NEL PEM-M-400 ed AC-485; 0,08 €/kWh prezzo industriale elettricità in Italia nel 2021 [16]

senta il consumo energetico per unità di peso di idrogeno prodotto. La Fig. 6 mostra il confronto tra i due modelli sopra descritti (AC-485 con 49,3 kWh/kg di H₂ e PEM M-400 50,7 kWh/kg di H₂) evidenziando anche il limite inferiore del costo di produzione, puramente teorico, supponendo di utilizzare un elettrolizzatore ideale, con consumo di circa 39 kWh/kg (efficienza del 100%).

L'analisi mostra che, indipendentemente da eventuali elementi di costo dell'impianto (investimento, manutenzione, smaltimento ecc.), al prezzo corrente dell'energia elettrica in Italia, il costo dell'idrogeno non può scendere sotto i 3 €/kg neanche utilizzando un elettrolizzatore ideale. Ovviamente gli elettrolizzatori commerciali hanno un costo di produzione dell'idrogeno maggiore (~4 €/kg).

Una valutazione più completa, introducendo i costi di impianto, pone a confronto elettrolizzatori alcalini e polimerici con l'opzione, per gli alcalini, di utilizzare prodotti costruiti in Europa o in Cina. I costi aggiuntivi sono stati estratti dal rapporto Bloomberg [17].

In questo caso, a parità di efficienze degli elettrolizzatori, le rette della Fig. 6 sono semplicemente traslate verso l'alto lungo l'asse delle ordinate di un valore corrispondente al cosiddetto "Costo livellato dell'idrogeno" (*Levelized Cost Of Hydrogen - LCOH*) ovvero il costo di produzione a prezzo zero dell'elettricità (Fig. 7). Questa analisi mostra che, al prezzo corrente dell'energia elettrica, il costo di produzione dell'idrogeno sarebbe compreso tra 4 e 12 €/kg, ben oltre il prezzo attuale di mercato dell'idrogeno da fonti fossili (1,5-2 €/kg) [8]. La produzione di idrogeno da elettrolisi risulterebbe conveniente nell'in-

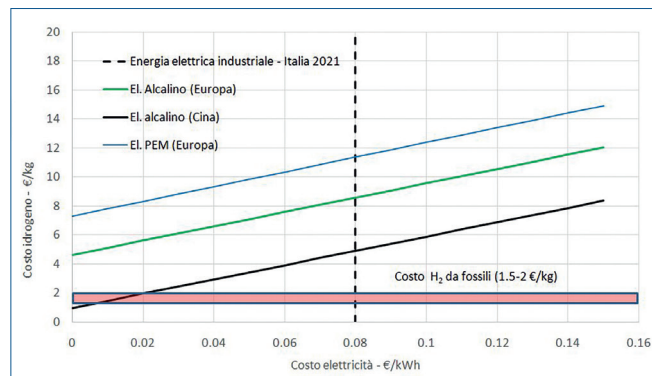
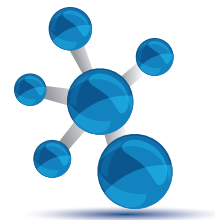


Fig. 7 - Il costo della produzione di idrogeno tramite elettrolisi considerando tutti i contributi per elettrolizzatori alcalini e polimerici di diversa produzione



tervallo 0-0,02 €/kWh ed impiegando elettrolizzatori alcalini asiatici. La prima condizione potrebbe verificarsi utilizzando l'energia elettrica attualmente persa per mancata produzione da eolico (0,04 €/MWh nel 2018) [6].

Il costo di produzione degli elettrolizzatori alcalini asiatici è attualmente inferiore (circa 1/4) di quello europeo [18] per diversi fattori:

- 1) materie prime e manodopera più economici;
- 2) tassi di utilizzo delle fabbriche più elevati in particolare per le linee di produzione di grandi elettrolizzatori;
- 3) domanda interna stabile e collegata alla crescita generale dell'industria manifatturiera, che è molto più forte in Cina che in occidente [17].

Pur esistendo una forte variabilità nel LCOH e nella sua valutazione [19], è evidente che solo l'utilizzo di energia elettrica da sovrapproduzione da energia rinnovabile potrebbe rendere concorrenziale la produzione di idrogeno elettrolitico rispetto alle tecnologie attuali basate sul cracking degli idrocarburi.

Conclusioni

Come ogni cambiamento di paradigma tecnologico anche quello che viene prospettato dalla Transizione Ecologica [20] richiederà un adeguamento e/o una ristrutturazione delle varie realtà industriali che sono presenti ed attive nel settore energetico. Storicamente, il settore elettrico e quello del gas, con le rispettive reti di trasmissione e distribuzione nazionali, hanno sempre proceduto in maniera autonoma ed indipendente, con limitati punti tecnologici di contatto; i rispettivi sistemi di produzione e soprattutto di trasmissione hanno sempre cercato, anche per la complessità degli impianti e al fine di garantire la qualità del servizio offerto, una notevole autonomia ed un tipico approccio *top-down*. L'incentivazione sempre maggiore di produzione distribuita da energia rinnovabile elettrica pone già da ora e sempre di più in futuro la sfida di gestire flussi energetici (elettricità e gas) anche inversi (*bottom-up*). Tale prospettiva evidenzia la necessità di un'integrazione strutturale dei due mondi, così da favorire il bilanciamento energetico nazionale; la produzione di idrogeno mediante elettrolisi potrebbe svolgere questo ruolo di integrazione. Se sul piano tecnologico tradizionale l'industria ita-

liana appare preparata alla sfida della transizione [20], un settore dove i prodotti italiani sembrano oggi più deboli è costituita dagli impianti di elettrolisi di potenza elevata, che costituisce un nuovo spazio di mercato, fino ad ora limitato alle piccole e medie taglie. La competizione sulla produzione di grandi impianti assumerà un ruolo decisivo nella riduzione dei costi di produzione.

Nel settore dell'elettrolisi, in passato sono stati effettuati molti studi rivolti all'aspetto dell'efficienza ed innovazione dei singoli componenti e dell'intero sistema ma sempre in condizioni di alimentazione stabile della sorgente di energia elettrica. La necessità attuale è, invece, rivolta ad altri aspetti problematici che risultano tuttora da esplorare e considerare, legati più all'affidabilità e durata delle apparecchiature nelle modalità di esercizio che saranno previste per queste applicazioni. Operazioni di accensione e spegnimento frequenti e periodiche, come pure condizioni di esercizio non a carico costante porranno la necessità di risolvere problemi relativi a gestione, efficienza e durata. Questi problemi interesseranno sia la sezione elettrochimica degli impianti che quella degli ausiliari che invece dovranno garantire la qualità dei flussi in ingresso ed uscita dall'impianto (in particolare il trattamento acqua e idrogeno). Questi settori di studio e sperimentazione, che potranno svolgersi su dimensioni limitate ma significative negli impianti dimostrativi, dovranno fornire informazioni utili all'applicazione finale ed alle metodologie di gestione, di *stack* ed ausiliari, ottimali sui grandi impianti.

In conclusione, la produzione di rinnovabili elettriche produce sempre più un eccesso di energia sulla rete elettrica. Questa sovrapproduzione può essere utilizzata per la produzione di idrogeno da elettrolisi con le tecnologie già esistenti. L'uso prioritario di questo idrogeno "verde" potrebbe colmare una parte della attuale richiesta industriale assolvendo così la duplice funzione di ridurre le emissioni di anidride carbonica provenienti dai processi di produzione convenzionali (*hard to abate*) e fornire un metodo per semplificare la gestione delle rinnovabili elettriche in condizioni di sovraccarico. Successivamente, l'integrazione elettrico/gas potrebbe assolvere la stessa funzione consentendo l'immissione in rete dell'idrogeno (P2G).

L'analisi effettuata mostra che pochi grandi impianti di elettrolisi localizzati dove c'è e sarà presente sempre più surplus di rinnovabili elettriche (Sud Italia) con molte unità di elettrolisi modulari potrebbero assolvere a tale funzione. Gli elettrolizzatori alcalini, sembrano i preferiti per la loro affidabilità e durata e per una produzione dell'idrogeno a costi competitivi.

BIBLIOGRAFIA

- [1] A. Pozio, S. Galli, *La Chimica e l'Industria online*, 2021, **5(6)**, 60, DOI: <http://dx.medra.org/10.17374/CI.2021.103.6.60>
- [2] A.G. Jopek, "Hydrogen production by electrolysis", Wiley, Monaco, 2015.
- [3] C.J. Winter, "Hydrogen as an Energy Carrier: Technologies, Systems, Economy", Springer-Verlag, Berlino, 1988.
- [4] Terna, "Progetti pilota di accumulo", <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/innovazione-sistema/progetti-pilota-accumulo>
- [5] *Fuel Cells Bulletin*, 2011, **7**, 9.
- [6] GSE, "Rapporto delle attività 2020", <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/online-il-rapporto-attivita-2020>
- [7] Snam, "The Hydrogen challenge: the potential of hydrogen in Italy", https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/repository_hy/file/The-H2-challenge-Position-Paper.pdf
- [8] Terna, "Dati sulla produzione di energia elettrica in Italia 2020", <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>
- [9] <https://industria.airliquide.it/inaugurazione-del-piu-grande-elettrolizzatore-pem-al-mondo>
- [10] <https://www.asahi-kasei.co.jp/asahi/en/news/2018/e180810.html>
- [11] <https://www.refhyne.eu/>
- [12] Fuel Cells and Hydrogen Observatory 2020, "Hydrogen molecule market", https://fchobservatory.eu/sites/default/files/reports/Chapter_2_Hydrogen_Molecule_Market_070920.pdf
- [13] <https://nelhydrogen.com/>
- [14] International Renewable Energy Agency, "Green hydrogen cost reduction", 2020, https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_reduction_2020.pdf
- [15] J.I. Levene, M.K. Mann *et al.*, *Solar Energy*, 2007, **81**, 773.
- [16] Eurostat Statistics, 2020, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics
- [17] Bloomberg New Energy Finance, "Hydrogen: The Economics of Production From Renewables", Tech. rep. 2019.
- [18] A. Pozio, F. Bozza *et al.*, *Energia Ambiente ed Innovazione*, 2021, **1**, 66.
- [19] A. Christensen, "Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe", International Council on Clean Transportation, 2020, https://theicct.org/sites/default/files/publications/final_icct2020_assessment_of%20hydrogen_production_costs%20v2.pdf
- [20] Ministero per lo sviluppo Economico, "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima", https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf

The Role of Hydrogen from Electrolysis in the Overproduction of Energy from Renewable Sources - Part 2

The annual production from renewable electricity sources in Italy is growing considerably and in some areas, in particular Southern Italy, there is constantly an overproduction of electricity in the hours of greatest insulation due to photovoltaic energy systems. This excess of energy could be directed to the production of hydrogen with electrolysis, thus covering approximately 3,3% of the annual national requirement with a reduction of carbon dioxide emissions of approximately 85,000 tons. This work shows how a few large electrolysis plants with alkaline electrolysis modules located in certain strategic sites and fed with this excess of energy, could already produce hydrogen for industrial use at competitive costs. Furthermore, the presence of electrolysis plants connected to the electric national grid would represent a controllable element useful for its regulation and stability.