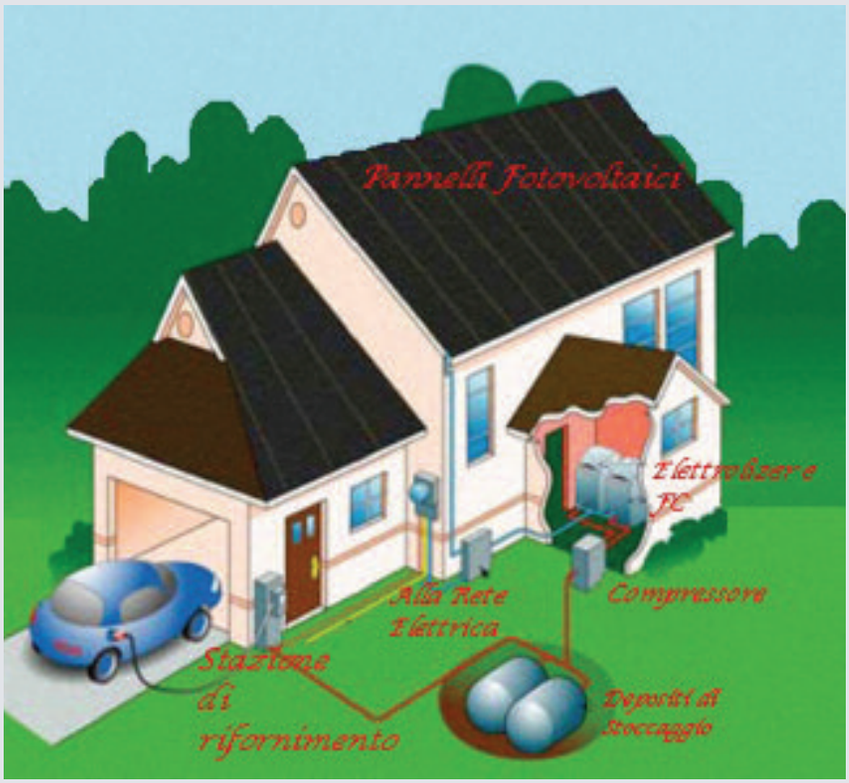


Giuseppe Buscemi
Laureato in Ingegneria Elettronica presso il Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Elettronica e delle Telecomunicazioni
Università di Palermo
peppebuscemi@gmail.com

PRODUZIONE DISTRIBUITA D'IDROGENO IN UN SISTEMA LOCALIZZATO FOTOVOLTAICO

L'idrogeno può essere impiegato come combustibile per annullare la produzione di CO_2 negli utilizzi finali. Prodotto tramite elettrolisi con energia da fonte fotovoltaica non causa emissioni nella filiera, permettendo una produzione localizzata da parte degli utilizzatori per l'uso in motori endotermici o con fuel cell.

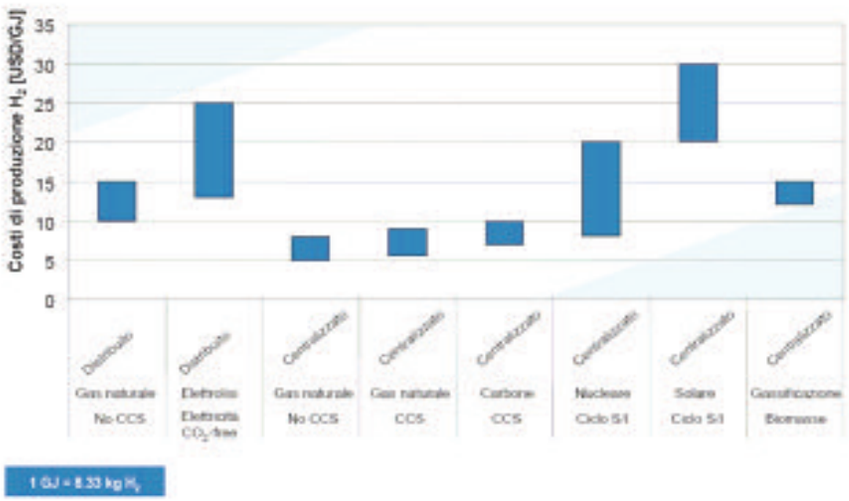
L'idrogeno è l'elemento chimico più leggero. Usato come combustibile annullerebbe la produzione di anidride carbonica negli utilizzi finali. I mezzi di trasporto potrebbero essere movimentati da motori tradizionali a combustione interna di idrogeno o da motori elettrici azionati da celle a combustibile che sfruttano l'idrogeno in modo elettrochimico. Entrambe le soluzioni sono tecnologicamente realizzabili e in avanzata fase di sperimentazione o implementazione. Le celle a combustibile, o *fuel cell* (FC), permettono la generazione elettrica con un ottimo rendimento e anche la cogenerazione: esse sarebbero quindi in grado, in configurazioni adeguate, facilmente realizzabili trattandosi di elementi modulari, di soddisfare sia le esigenze industriali che quelle di tipo civile e potrebbero quindi rivoluzionare il settore della generazione elettrica sostituendo i grandi impianti centralizzati con un elevato numero di piccoli impianti tutti operanti con rendimenti elevati. Anche i motori a gas potrebbero funzionare con l'idrogeno, che diventerebbe così anche combustibile ecologico per gli aerei e per le navi. Riguardo ai mezzi di trasporto, ma anche alle altre applicazioni, l'utilizzo dell'idrogeno

con una combustione tradizionale permetterebbe di ridurre anche le emissioni di ossidi di azoto (NOx) e di annullare tutte le altre emissioni nocive, quali quelle di idrocarburi incombusti (HC), di monossido di carbonio (CO), di ossidi di zolfo (SOx), e di particolato.

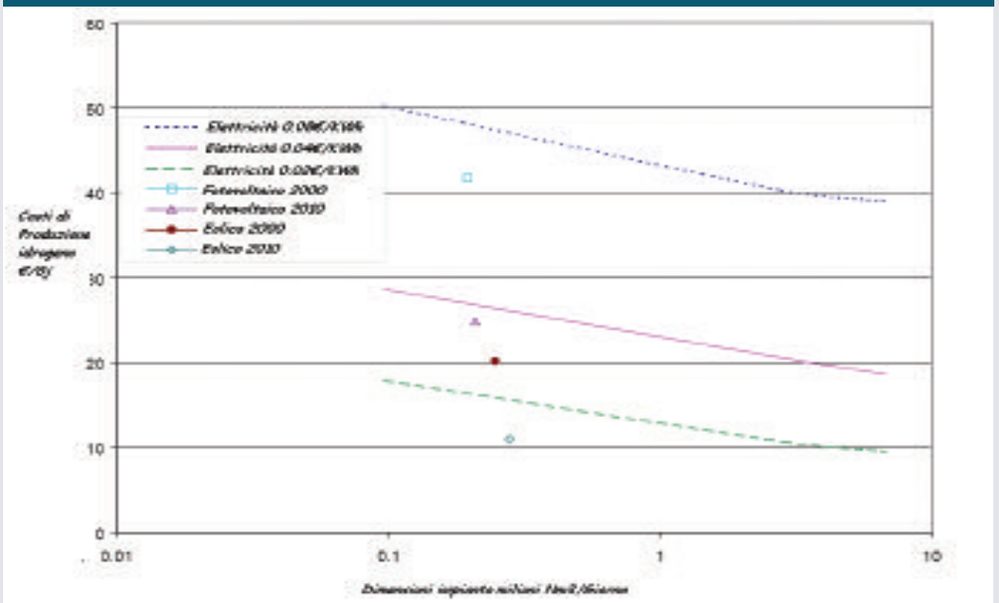
La produzione di idrogeno con l'energia proveniente dalle fonti rinnovabili non causerebbe emissioni di anidride carbonica in alcun livello della filiera: esso infatti verrebbe prodotto per elettrolisi dell'acqua con l'energia elettrica derivante dalle centrali idroelettriche, geotermiche, fotovoltaiche ed eoliche, oppure a partire dalle biomasse. Questa opzione inoltre renderebbe il sistema energetico indipendente dai combustibili fossili e quindi consentirebbe di risolvere anche il problema dell'esaurimento del petrolio e del gas naturale. Le energie rinnovabili, ad esclusione della geotermica, derivano tutte più o meno direttamente dall'energia solare. Essa è responsabile dei venti e delle precipitazioni ed è indispensabile per la maggior parte dei processi vitali, essendo necessaria al processo di fotosintesi clorofilliana che consente lo sviluppo della vita vegetale. Ne consegue che le biomasse altro non sono che serbatoi naturali di energia solare e tali sono anche i giacimenti di combustibili fossili, che conservano l'energia arrivata sulla Terra in tempi remoti. L'energia solare, dunque, è alla base non solo di tutta l'energia, escluse la geotermica e la nucleare, che l'uomo ha da sempre utilizzato, ma anche della sua stessa esistenza come organismo biologico vivente e del suo sostentamento.

Ad oggi circa il 4% della produzione mondiale di idrogeno è basata su processi elettrolitici [1]. Per utilizzatori che richiedono piccoli e medi quantitativi di idrogeno, possibilmente con un elevato grado di purezza, l'elettrolisi può essere una valida alternativa economica. Il maggiore costo è infatti rappresentato dall'energia. Al costo medio di un kWh può rappresentare fino al 70% del costo finale dell'idrogeno. In un sistema in cui l'energia è fornita da fonti rinnovabili, specie il fotovoltaico, i costi aumentano fino all'85% [1] (Tab. 1-2) [2].

Tab. 1 - Costi produzione idrogeno



Tab. 2 - Costo dell'idrogeno in base alla capacità di produzione dell'impianto



Tab. 3 - Costo trasporto idrogeno liquefatto via automezzo

Distanza (km)	Capital Cost (€/Gj)	Costo di trasporto (€/Gj)
16	0,44-11,0	0,24-1,60
161	0,77-11,0	0,52-1,84
322	2,20-11,0	1,0-2,20
805	2,70-11,0	2,00-3,10
1609	5,10-11,0	3,90-4,70

Tab. 4 - Costo trasporto idrogeno compresso via automezzo

Distanza (km)	Capital Cost (€/Gj)	Costo di trasporto (€/Gj)
16	4,10	4,70
161	8,20	10,60
322	13,7-16,4	18,30-18,60
805	30,20	41,10
1.609	57,60	79,10-79,70

Pur in questa situazione economicamente sfavorevole, il fotovoltaico, come scelta per la fonte primaria d'energia, presenta anche alcuni vantaggi da non trascurare. Innanzitutto esso per definizione prevede una produzione distribuita dell'idrogeno, ovvero è lo stesso utilizzatore che può produrre da sé l'idrogeno di cui necessita. Questa scelta implica l'eliminazione dei costi di trasporto che dipendono fortemente dalle distanze rispetto al luogo di produzione e di stoccaggio che specie nel caso di necessità di conservare a lungo l'idrogeno (a volte per le difficoltà di rifornimento costante), sono particolarmente esosi (Tab. 3-5) [3].

Ad oggi il mercato propone infatti macchinari efficienti per una produzione elettrolitica in loco dell'idrogeno, generalmente divisi in due famiglie, i classici elettrolizzatori con elettrolita liquido e quelli PEM (Polymer Electrolyte Membrane). In questi elettrolizzatori è impiegato un elettrolita solido anziché liquido. La compattezza, la semplicità progettuale, operazione e manutenzione e l'assenza dell'elettrolita liquido corrosivo hanno fatto della tecnologia PEM una valida alternativa per l'elettrolisi commerciale di vasta scala (Tab. 6) [4].

Tab. 5 - Costi stoccaggio idrogeno

Sistema di stoccaggio/ dimensione (Gj)	Capital Cost (€/Gj capacità)	Costi di stoccaggio (€/Gj)
Gas compresso		
Breve termine (1-3 giorni)		
131	9.008	4,21
13.100	2.992	1,99
20.300	2.285	1,84
130.600	1.726	1,53
Lungo termine (30 giorni)		
3.900	3.235	36,93
391.900	1.028	12,34
3.919.000	580	7,35
Idrogeno liquefatto		
Breve termine (1-3 giorni)		
131	35.649	17,12
13.100	7.200	6.68
20.300	1.827	5,.13
130.600	3.235	5,26
Lungo termine (30 giorni)		
3.900	1.687	22,81
391.900	363	8,09
3.919.000	169	5,93
Metal idrato		
Breve termine (1-3 giorni)		
131-130.600	4.191-18.375	2,89-7,46
Lungo termine (30 giorni)		
3.900-3,9 milioni	18.372	205,31

Prendiamo ad esempio la Serie Hogen della Proton per quantitativi fino a circa 5.000 kg annui (Tab. 7) [5].
Abbinando a questi macchinari ad oggi disponibili dei pannelli fotovoltaici di ultima generazione come le celle Sanyo della famiglia HIT, realizzate depositando uno strato ultrasottile di silicio amorfo su un substrato di silicio monocristallino ad alto rendimento, è possibile produrre l'idrogeno di cui si necessita in maniera completamente autonoma ed ecologica. Queste celle consentono infatti di ottenere un'efficienza di conversione pari al 17,8%, un fattore tra i più elevati per le celle di tipo commerciale attualmente presenti sul mercato. Le celle di questo tipo sono più sottili delle normali celle in silicio cristallino (200 μm invece di 350) e in fase di fabbricazione utilizzano meno energia di quelle tradizionali, poiché il processo di giunzione richiede temperature di soli 200 °C. Ulteriori vantaggi sono rappresentati da una minore perdita di efficienza durante il funzionamento ad elevate temperature, ma soprattutto dalla struttura simmetrica che permette alla cella HIT di generare corrente da entrambi i lati. Questi moduli possono generare ogni anno, a parità di superficie, un quantitativo di energia superiore al 20% rispetto a sistemi fotovoltaici classici ed inoltre, a parità di potenza installata, permette di occupare il 15% in meno in termini di superficie. Soprattutto nelle zone maggiormente assolate, dove le temperature estive sono molto elevate, questi moduli fotovoltaici riescono a produrre più energia rispetto ai moduli tradizionali. L'alta qualità del prodotto è assicurata dalle certificazioni ISO 9001 e dallo standard 14001 e dalla rispondenza alla norma IEC 61215 (Tab. 8) [6].
In questa maniera è possibile produrre in perfetta autonomia energetica e fisica l'idrogeno in un sistema che, se ben bilanciato, potrebbe quasi annullare i costi di stoccaggio, o comunque ridurli di molto, oltreché annullare completamente i costi di trasporto. Inoltre tali sistemi, come ad esempio l'Hogen 200 hanno un tempo di ammortamento piuttosto limitato (Tab. 9) [5].
A questo ammortamento bisogna anche aggiungere l'eventuale vendita del surplus energetico fotovoltaico, tramite gli incentivi del conto energia, quando abbiamo prodotto la quota giornaliera di idrogeno necessario o quando la produzione energetica fotovoltaica, per le favorevoli condizioni climatiche, supera il fabbisogno energetico.
Questo genere di sistema combinato distribuito fotovoltaico/idrogeno può inoltre evolvere in un sistema energetico chiuso con l'aggiunta di fuel cell. In un siffatto ciclo chiuso

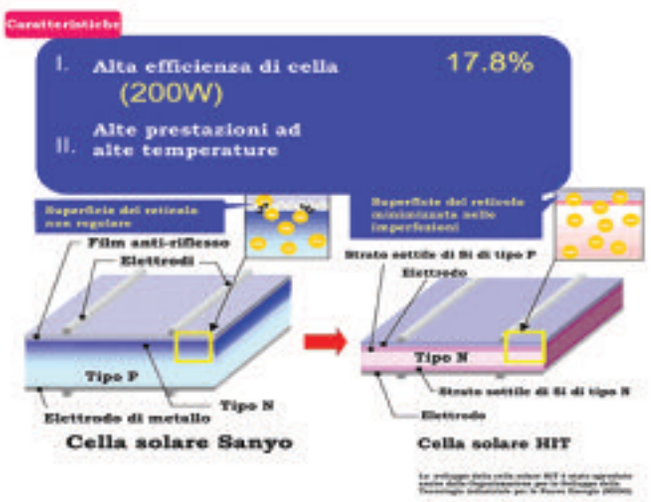
Tab. 6 - Principali unità commerciali per la produzione di idrogeno

Manufacturer Model	Hydrogen Production Rate	
	kg/day	kg/year
Avalence Hydrofiller 15	0.9	315
Proton HOGEN 20	1	396
Proton HOGEN 40	2	789
Avalence Hydrofiller 50	3	1182
Teledyne HM-50	6	2205
Stuart IMET 300, 1 cell stack, 300 cm3	6	2364
Avalence Hydrofiller 175	10	3622
Stuart IMET 1000, 1 cell stack, 1000 cm3	11	3939
Teledyne HM-100	12	4410
Teledyne HM-125	15	5514
Teledyne HM-150	18	6615
Proton HOGEN 380[1]	22	7875
Norsk HPE 10	22	7875
Teledyne HM-200	24	8820
Norsk HPE 12	26	9450
Norsk HPE 16	35	12600
Norsk HPE 20	43	15747
Norsk HPE 24	52	18897
Teledyne EC-500	60	22047
Stuart IMET 1000, 2 cell stack, 1000 cm3	65	23622
Norsk HPE 30	65	23622
Teledyne EC-600	72	26457
Norsk HPE 40	86	31494
Teledyne EC-750	91	33069
Stuart IMET 1000, 3 cell stack, 1000 cm3	97	35433
Norsk Atmospheric Type No.5010 (4000 Amp DC)	108	39369
Norsk Atmospheric Type No.5010 (5150 Amp DC)	108	39369
Norsk HPE 50	108	39369
Stuart IMET 1000, 4 cell stack, 1000 cm3	129	47241
Norsk HPW 60	129	47241
Stuart IMET 1000, 4 cell stack, 1000 cm3	194	70863
Norsk Atmospheric Type No.5020 (4000 Amp DC)	324	118104
Norsk Atmospheric Type No.5020 (5150 Amp DC)	324	118104
Norsk Atmospheric Type No.5030 (4000 Amp DC)	647	236205
Norsk Atmospheric Type No.5030 (5150 Amp DC)	647	236205
Norsk Atmospheric Type No.5040 (4000 Amp DC)	813	296832
Norsk Atmospheric Type No.5040 (5150 Amp DC)	1046	381864

Tab. 7 - Caratteristiche Serie Hogen S ed H della Proton

	HOGEN® S Series Generators		HOGEN® H Series Generators		
	S 20	S 40	H 2m	H 4m	H 6m
HYDROGEN PRODUCTION					
Net Production Rate					
Nm3/hr @ 0° C, 1 bar	0.53 Nm3/hr	1.05 Nm3/hr	2 Nm3/h	4 Nm3/hr	6 Nm3/h
SCF/hr @ 70° F, 1 atm	20 SCF/hr	40 SCF/hr	76 SCF/hr	152 SCF/hr	228 SCF/hr
SLPM @ 70° F, 1 atm	9.4 SLPM	18.8 SLPM	35.8 SLPM	71.7 SLPM	107.6 SLPM
kg per 24 hours	1.14 kg/24hr	2.27 kg/24hr	4.31 kg/24hr	8.63 kg/24hr	12.94 kg/24hr
Delivery Pressure	13.8 barg 200 PSIG		15 barg 218 PSIG		
Purity	99.9995%				
DI WATER REQUIREMENT					
Consumption Rate	0.47 L/hr 0.13 gal/hr	0.94 L/hr 0.25 gal/hr	1.83 L/hr 0.50 gal/hr	3.66 L/hr 0.96 gal/hr	5.50 L/hr 1.42 gal/hr
Pressure	1.5 to 4 barg 21.8 to 58.0 PSIG				
SYSTEM FEATURES					
Dimensions (L x D x H)	97 cm x 79 cm x 106 cm 31" x 38" x 42"		180 cm x 81 cm x 198 cm 71" x 32" x 78"		
Weight	215 kg 475 lbs		700 kg 1500 lbs	747 kg 1600 lbs	794 kg 1700 lbs
Electrical Specification	205 to 240 VAC, single phase, 50 or 60 Hz		380 to 480 VAC, 3 phase, 50 or 60 Hz		
Cooling	Air-Cooled		Liquid-Cooled		
Standard Features	Fully automated, push button start/stop. E-stop. On-board H2 detection. Automatic fault detection and system depressurization.				
Standard Siting Location	Indoor, level ± 1°, 0 to 90% RH non-condensing. Non-hazardous/non-classified environment.				

Tab. 8 - Caratteristiche moduli Sanyo serie280-270



		Modelli HIP-xxxNJE1	
Dati elettrici		280	270
Potenza massima (Pmax)	[W]	280	270
Tensione alla massima potenza (Vmp)	[V]	55.1	53.8
Corrente alla massima potenza (Imp)	[A]	5.09	5.02
Tensione di circuito aperto (Voc)	[V]	67.8	66.7
Corrente di corto circuito (Isc)	[A]	5.57	5.55
Potenza minima garantita (Pmin)	[W]	266.0	256.5
Tolleranza di resa	[%]	±10/-5	
Massima tensione di sistema	[Vdc]	1000	
Coefficiente della temperatura di Pmax	[%/°C]	-0.3	
Voc	[V/°C]	-0.17	-0.167
Isc	[mA/°C]	1.67	

Nota 1: Condizioni standard: Massa d'aria 1.5, irraggiamento = 1000W/m², temperatura della cella = 25°C
Nota 2: I valori della tabella sopraindicata sono valori nominali.

Tab. 9 - Tempi di ammortamento acquisto sistema Hogen

	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6
Current/Forecast Cost of Delivered H2						
Delivered H2 Gas Cost ($/yr)	$ 50,000	$ 50,500	$ 51,005	$ 51,515	$ 52,030	$ 52,551
H2 Usage Rate (scf/hr)	200	200	200	200	200	200
H2 Price Increases (%/yr)	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Capital Costs						
HOGEN System	$ 95,000	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Installation Costs	$ 15,000	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Operating Costs	$ 11,089	$ 12,089	$ 13,089	$ 41,089	$ 12,089	$ 13,089
Cash outlay - Delivered H2	$ 50,000	$ 50,500	$ 51,005	$ 51,515	$ 52,030	$ 52,551
Cash outlay - HOGEN	$ 121,089	$ 12,089	$ 13,089	$ 41,089	$ 12,089	$ 13,089
Annual Savings	$ (71,089)	$ 38,411	$ 37,916	$ 10,426	$ 39,941	$ 39,462
Accumlated Savings	$ (71,089)	$ (32,678)	$ 5,239	$ 15,665	$ 55,606	$ 95,068

viene prodotta una quota d'idrogeno supplementare che viene immagazzinata in tank sotterranei a gas compresso (i più economici per stoccaggio nel breve periodo) ed utilizzato nel periodo di basso o nullo irraggiamento, come la notte, per fornire energia elettrica tramite le celle a combustibile.
Un utilizzatore simile potrebbe benissimo essere un'abitazione domestica dove il nucleo familiare (o un gruppo di nuclei familiari per ridurre i costi utilizzando apparecchiature più grandi che offrono rendimenti maggiori) produce da sé l'idrogeno come combustibile per automobili (indifferente se con motore a combustione o FC), magari con la serie HOGEN 40 in grado di soddisfare il fabbisogno di idrogeno per 4 automobili l'anno, usando il surplus di idrogeno per la generazione notturna di elettricità tramite FC e possibilmente vendendo energia alla rete tramite il conto energia (o equivalente in altre Nazioni) quando la quota necessaria di idrogeno è stata prodotta.

Bibliografia

[1] C.E.G. Padró, V. Putsche, Survey of the Economics of Hydrogen Technologies.
[2] L'idrogeno, Prospettive di sviluppo, Francesco Di Mario.
[3] W. Amos, "Costs of Storing and Transporting Hydrogen," National Renewable Energy Laboratory; G. Berry, "Hydrogen as a Transportation Fuel: Costs and Benefits," Lawrence Livermore Laboratory.
[4] Summary of Electrolytic Hydrogen Production. Milestone Completion Report, Johanna Ivy.
[5] Proton Hydrogen On Site Profit Generators.
[6] Sanyo Electric Co.

ABSTRACT

Hydrogen on Site Production in a Localized Photovoltaic System

Hydrogen might be used as fuel to delete the production of CO_2 in the end-uses. Produced by electrolysis with photovoltaic energy source, it does not cause emissions in the production/use cycle, allowing a localized production by end-users to exploit in engines or Fuel Cell.