



H2IT Associazione Italiana  
Idrogeno e Celle a Combustibile

Installazione di celle a combustibile in ambito residenziale e commerciale

Questa pubblicazione è disponibile in versione digitale

**Tutti i diritti sono riservati.** Nessuna parte della pubblicazione può essere riprodotta o diffusa con un mezzo qualsiasi, fotocopie, piattaforme social/web, senza il permesso di **H2IT**.

Progetto editoriale a cura di **MY PR srl**

Sito:

[www.mypr.it](http://www.mypr.it)

E-mail:

[info@mypr.it](mailto:info@mypr.it)

Twitter:

@MYPR\_

Infografiche a cura

**MY PR**

Immagine di copertina:

[www.alegiorgini.com](http://www.alegiorgini.com)

Settembre 2022

Il presente Report è stato sviluppato lungo il 2021 dal gruppo di lavoro H2IT sull'installazione di sistemi a celle a combustibile in ambito residenziale e commerciale sotto il coordinamento di

#### **Coordinatori scientifici:**



*Alberto Zinno* - Stress Scarl - [alberto.zinno@stress-scarl.it](mailto:alberto.zinno@stress-scarl.it)



*Angelo Moreno* - ATENA Scarl - [angelo.moreno@atenaweb.com](mailto:angelo.moreno@atenaweb.com)



*Viviana Cigolotti* - ENEA - [viviana.cigolotti@enea.it](mailto:viviana.cigolotti@enea.it)



*Andrea Tomasi* - Solid Power - [andrea.tomasi@solidpower.com](mailto:andrea.tomasi@solidpower.com)

#### **Coordinamento H2IT:**

*Cristina Maggi* - [cristina.maggi@h2it.it](mailto:cristina.maggi@h2it.it) - [segreteria@h2it.it](mailto:segreteria@h2it.it)

#### **Partecipanti al tavolo di lavoro**

Atena, Arco FC, Clust-ER Greentech, CNR-ITAE, Commerciale Tubi Acciaio, CTS H2 srl, Enapter s.r.l., ErreDue, FEDABO S.p.A., Federchimica, FRIEM, ICI Caldaie SpA, ILT Energia, Industrie De Nora, Kiwa Cermet Italia, Linde, Neeltran Inc., Rina Consulting S.p.A., simplify SB srl, Snam, SOL, Solidpower S.p.A., Stam srl, STRESS Scarl, Techfem SpA, Università degli Studi di Genova, WFSI S.r.l.

# Sommario

<b>Executive Summary</b>	04	Adempimenti fiscali	17
<b>Prima parte</b>	06	Proposta di semplificazione adempimenti fiscali	17
<b>I sistemi a celle a combustibile per la produzione elettrica distribuita</b>	09	Rilevamento dati statistici GSTAT	18
<b>Effetti positivi sulla gestione del sistema elettrico nazionale</b>	10	Proposta di semplificazione rilevamento dati statistici GSTAT	18
<b>I sistemi a celle a combustibile e la transizione energetica</b>	11	Possibilità di scarico esausti a parete	18
<b>I sistemi a fuel cell nel settore residenziale</b>	12	Proposta di semplificazione scarico esausti a parete	18
Lo scenario europeo	12	Adempimenti obbligatori per edifici di nuova costruzione	19
Lo scenario tedesco	13	Proposta di inserimento tecnologia a fuel cell negli adempimenti obbligatori per edifici di nuova costruzione	19
Lo scenario italiano	13	Proposta di inserimento dei sistemi a fuel cell fra le tecnologie che possono partecipare alle comunità energetiche	19
<b>Proposte di aggiornamento del quadro normativo afferente ai sistemi a celle a combustibile</b>	14	Regime di incentivazione: integrazione e proposta di meccanismo specifico	19
Iter di connessione alla rete	14	<b>Riepilogo interventi proposti</b>	20
Premessa	14	<b>Seconda parte</b>	22
Iter di connessione attualmente in essere	14	<b>Principali installazioni esistenti in Europa e nel mondo</b>	23
La qualifica CAR	15	<b>Aspetti normativi</b>	40
Qualifica CAR – iter semplificato	16	Produzione in loco di idrogeno	41
Il PES nei sistemi a celle a combustibile	16	Rete di distribuzione	46
Proposta di semplificazione della qualifica CAR	16	Proposte e suggerimenti	48
		<b>Le comunità energetiche</b>	49
		<b>Conclusioni</b>	51

# Executive Summit

La definizione del Green Deal da parte dell'Unione Europea ha fissato degli ambiziosi obiettivi in termini di contrasto all'aumento della temperatura globale con il fine di ridurre le emissioni nette di gas climalteranti del 55% nel 2030, per poi giungere ad annullarle nel 2050.

Le strategie energetiche dell'Unione Europea puntano molto sul cosiddetto idrogeno verde, ovvero idrogeno prodotto attraverso l'impiego di energia da fonti rinnovabili: per questo motivo l'Unione Europea si è data come priorità lo sviluppo della filiera dell'idrogeno rinnovabile che usi principalmente energia ad impatto ambientale nullo, come quelle eolica e solare. Di particolare rilievo è l'obiettivo di raggiungere una capacità produttiva di idrogeno verde pari a circa 40 GW complessivi installati di elettrolizzatori dal 2024 al 2030 in tutto il continente. Queste strategie sono altresì, confermate dai nuovi obiettivi dell'unione europea recentemente presentati nel pacchetto "Fit for 55", ovvero l'insieme di norme che una volta approvate dal Parlamento Europeo regoleranno in maniera vincolante le emissioni di tutte le attività produttive. "55" sta ad indicare la percentuale di CO<sub>2</sub> che la Commissione Europea intende raggiungere entro il 2030.

In sintonia con le politiche europee, nel Piano Nazionale

di Ripresa e Resilienza (PNRR), l'idrogeno ha un ruolo importante nella transizione energetica; il Piano pone l'attenzione sulla produzione in loco di idrogeno e sul suo utilizzo nell'industria e nei trasporti. Nel PNRR, inoltre, si fa esplicito riferimento al supporto alle attività di ricerca e sviluppo sull'idrogeno come vettore energetico, nonché all'adeguamento normativo necessario a consentire lo sviluppo dell'intera catena del valore dell'idrogeno (produzione, trasporto, stoccaggio, distribuzione e utilizzi finali).

Il settore dell'edilizia è da sempre uno dei settori maggiormente energivori: circa il 36% dei consumi energetici italiani è dovuto agli edifici. Può quindi giocare un ruolo determinante nel raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità energetica.

I sistemi basati su celle a combustibile sono in grado di generare energia elettrica attraverso una reazione elettrochimica che coinvolge la molecola di idrogeno, dando luogo a processi diversi dalla combustione. La cella a combustibile grazie al processo elettrochimico che avviene tra idrogeno e ossigeno contenuto nell'aria, genera energia elettrica e calore con scarto di solo acqua, potenzialmente in grado di azzerare al 100% le emissioni inquinanti e climalteranti.

Come è noto, in ambito residenziale, l'idrogeno ad oggi non viene trasportato come il gas naturale in rete, deve quindi essere prodotto dal sistema stesso in loco, op-

pure essere trasportato attraverso una rete dedicata ad oggi non esistente. Può essere prodotto attraverso elettrolisi dell'acqua (processo inverso a quello della cella a combustibile) quindi sfruttando elettricità anche in questo caso con un sistema posizionato in loco, oppure attraverso il reforming del gas metano che arriva dalla rete.

In questo contesto, è evidente che la rete di trasporto e distribuzione del gas naturale svolgerà un ruolo chiave nel favorire la diffusione e l'utilizzo del vettore idrogeno e a contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione prefissati. Con interventi e costi minimi per il sistema, sarà infatti possibile adeguare l'attuale infrastruttura gas, già sviluppata ed estesa capillarmente su tutto il territorio nazionale ed europeo, al trasporto e distribuzione di idrogeno, sia in blending con il gas naturale (nel breve termine) che 100% H<sub>2</sub> (nel medio termine). Occorre quindi considerare che, allo stato attuale, i sistemi a celle a combustibile connessi alla rete possono essere alimentati solamente da gas naturale e dunque emettono in atmosfera anidride carbonica, anche se in percentuale ridotta rispetto alle tecnologie tradizionali. In termini di inquinamento ambientale i benefici sono più evidenti in quanto non emettono inquinanti quali il particolato (polveri sottili), gli ossidi di azoto - NO<sub>x</sub>, gli ossidi di zolfo - SO<sub>x</sub>, in quanto il gas viene purificato dagli odorizzanti a base zolfo prima di essere utilizzato nella fuel cell.

***In altre parole, le fuel cell costituiscono una tecnologia dal grande potenziale già ad oggi nell'ottica di decarbonizzazione: in uno scenario previsto nel prossimo futuro che prevedrà l'utilizzo di idrogeno verde, le emissioni di CO<sub>2</sub> saranno nulle, perseguendo quindi l'obiettivo della decarbonizzazione totale delle emissioni.***

# Prima parte

Nell'ottica della decarbonizzazione diverse sono le strategie che mirano a rendere più efficienti e sostenibili i servizi energetici ed a stimolare la riqualificazione del patrimonio edilizio in un'ottica di efficienza energetica, circolarità e integrazione delle rinnovabili per soddisfare il fabbisogno energetico del settore. Tra i numerosi obiettivi del fit for 55, di particolare interesse rispetto all'ambito dell'ambiente costruito se ne riassumono sei:

- 1** Fissare un benchmark del 49% di energie rinnovabili negli edifici.
- 2** Richiedere agli stati membri di rinnovare almeno il 3% della superficie totale di tutti gli edifici pubblici ogni anno.
- 3** Facilitare l'integrazione delle energie rinnovabili nella rete (per esempio sviluppando nuove tecnologie, integrando impianti di stoccaggio e migliorando la cooperazione transfrontaliera).
- 4** Aumentare l'uso di energie rinnovabili nel riscaldamento e raffreddamento di 1,1 punti percentuali ogni anno.

- 5** Aumentare l'uso di energie rinnovabili nel riscaldamento e nel teleraffreddamento di 2,1 punti percentuali ogni anno.
- 6** Estendere il sistema di certificazione a livello europeo per i combustibili rinnovabili per includere l'idrogeno.

L'attuale contesto energetico italiano si sta profondamente modificando in linea con questi obiettivi, delineando due linee di intervento principali:

- Prevedere un ingente piano di investimento volto a promuovere l'elettrificazione e la riqualificazione del parco residenziale e commerciale, sempre più vecchio sia nelle strutture che negli impianti, ancora profondamente legato ai combustibili fossili.
- Incentivare la diffusione delle comunità energetiche in cui si premia l'installazione di fonti rinnovabili finalizzate all'autoconsumo. Si promuove quindi un cambio di paradigma: da generazione centralizzata a generazione distribuita. Portando benefici non solo agli utenti finali, migliorando ad esempio la gestione dell'energia elettrica prodotta da fonti non programmabili ma anche all'ambiente, riducendo la dipen-

denza da fonti fossili.

Dal punto di vista normativo i sistemi a fuel cell risultano inquadrati come sistemi di microgenerazione e sono quindi equiparati ai sistemi basati sulle tecnologie tradizionali a combustione. Sebbene in un'ottica di efficienza energetica tale riconoscimento sia condivisibile, sono evidenti delle criticità nel quadro regolatorio ed autorizzativo afferente alla cogenerazione, concepito e strutturato esclusivamente per sistemi basati su impianti a motore termico di potenza molto superiore (100 – 1.000 kW) a quella tipica delle applicazioni residenziali (0,5 – 2,5 kW).

Alla luce di questa considerazione, affinché la tecnologia possa raggiungere la piena maturità, occorre aggiornare il quadro normativo esistente che mal si concilia con questa tecnologia che differisce radicalmente da quelle tradizionali e che porti all'attenuazione delle barriere burocratiche che frenano la diffusione di questa tipologia di impianti in Italia: ad oggi, infatti, la burocrazia afferente a impianti da 1 kW è analoga a quella di impianti industriali di potenza.

Nel solco di questo cambiamento, il presente Report analizza la tecnologia delle fuel cell (o celle a com-

bustibile) come sistema energetico volto a soddisfare i fabbisogni di utenze di tipo civile e commerciale.

**Per i motivi sopra citati il gruppo di lavoro H2IT ha suddiviso l'azione in due parti:**

- 1** *La prima vuole inquadrare l'opportunità dei sistemi a celle a combustibile in termini di efficienza energetica ed opportunità di diminuzione delle emissioni, nel contesto attuale, che ancora non vede la disponibilità di idrogeno puro, ma solo gas naturale e nel breve periodo blending di idrogeno e gas naturale come fonte di alimentazione. Verranno, dunque, affrontate le criticità dell'attuale quadro normativo e sviluppate proposte di aggiornamento da sottoporre all'attenzione delle autorità competenti al fine di permettere l'installazione di tali sistemi che già da oggi permettono di avere forti benefici ambientali preparando così il terreno all'utilizzo di sistemi 100% idrogeno.*
- 2** *La seconda vuole affrontare i sistemi fuel cell a idrogeno puro e la tematica delle comunità energetiche.*



# PRIMA PARTE

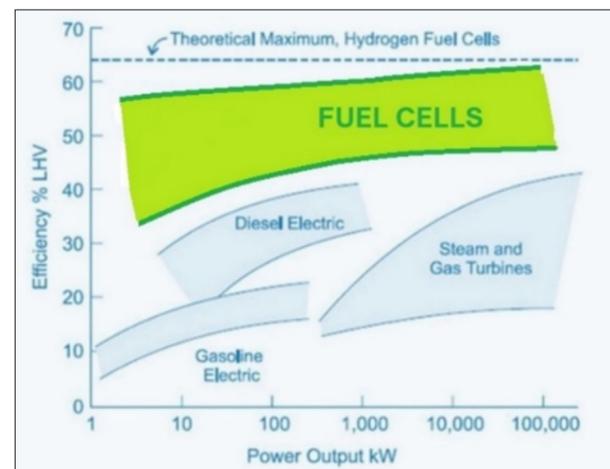


# I sistemi a celle combustibile per la produzione elettrica distribuita

Nel panorama dei sistemi di microgenerazione, particolare attenzione deve essere riservata ai sistemi a celle a combustibile che permettono di generare energia elettrica e calore mediante una reazione elettro-chimica tra gas metano e l'ossigeno contenuto nell'aria.

Nello scenario residenziale le tecnologie più diffuse e promettenti sono le SOFC (Solid Oxide Fuel Cell, ad alta temperatura, circa 650-750 °C) e le PEM (Proton Exchange Membrane, a bassa temperatura, fino a 70-100°).

I sistemi a celle a combustibile sono caratterizzati da un'efficienza elettrica fino al 60%. Questo valore è il più alto fra i sistemi di produzione termoelettrica: a questa va sommata l'efficienza termica (fino al 30%).

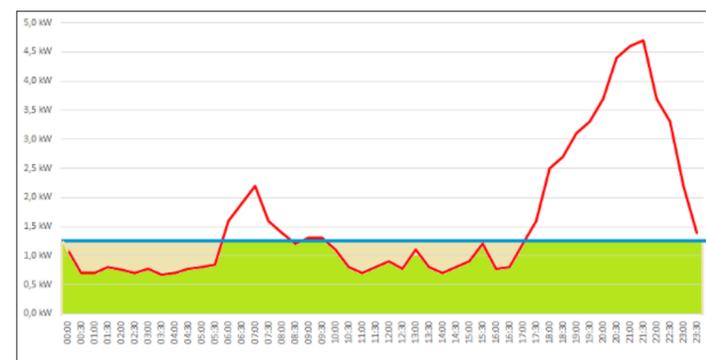


**Figura 1:** efficienza elettrica sistemi a fuel cell rispetto alle tecnologie tradizionali

Le fuel cell sono sistemi che lavorano bene in modalità di funzionamento costante 24 ore su 24, con produzioni annue che raggiungono anche le 8.700 ore. Queste soluzioni si prestano quindi a coprire le necessità di base dell'edificio per quanto riguarda l'energia elettrica, contribuendo in misura parziale a coprire i fabbisogni termici.

È opportuno, infatti, sottolineare che questi sistemi sono da intendersi come dei generatori elettrici ad alta efficienza in cui la produzione di calore rappresenta un'importante, ma non la principale, finalità di funzionamento.

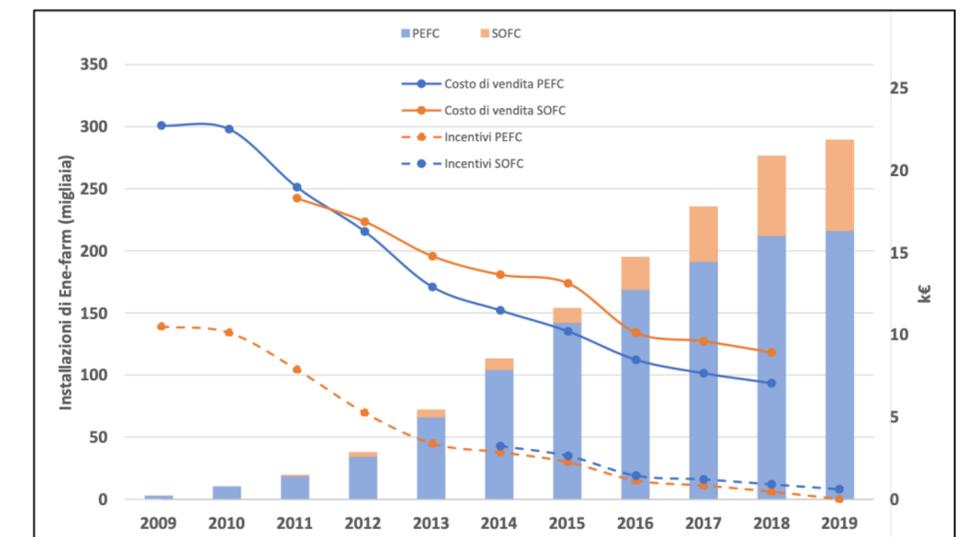
Come sarà meglio evidenziato nel capitolo successivo, la modalità di funzionamento costante nel tempo rappresenta un'importante caratteristica in grado di mitigare la crescente richiesta di energia a cui stiamo andando incontro, abbassando di fatto lo stress a cui sempre maggiormente sarà sottoposto il sistema elettrico nazionale.



**Figura 2:** profilo di produzione di sistema a fuel cell residenziale (blu) sovrapposto ad un tipico profilo di consumo residenziale

Ad oggi i sistemi presenti sul mercato sono di taglia indicativa tra i 500 W elettrici ed i 2,5 kW, che possono poi essere integrati per lavorare in parallelo. Per loro natura quindi questi sistemi rappresentano una soluzione per installazioni in contesti residenziali e in piccole imprese commerciali.

I costi, come per tutte le tecnologie emergenti, sono attualmente elevati in ragione della scarsa diffusione della tecnologia che si è affacciata sul mercato da pochi anni. La diffusione della tecnologia, grazie ad opportune politiche di incentivazioni, porterà, così come successo in Giappone (Figura 3), ad una sensibile riduzione dei costi.



**Figura 3:** Installazioni di cogeneratori basati su celle a combustibile, costo di vendita e incentivi.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Arias. Hydrogen And Fuel Cells in Japan. EU-Japan Centre for Industrial Cooperation. 2019 **09**

# Effetti positivi sulla gestione del sistema elettrico nazionale

Il settore elettrico riveste un ruolo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico. Una maggiore penetrazione del vettore elettrico negli ambiti residenziale, industriale e nel settore della mobilità, insieme con l'incremento della quota delle rinnovabili nel mix di produzione di energia, sono strumenti decisivi per modificare il paradigma energetico e migliorare la qualità della vita nelle grandi metropoli, in cui, già oggi ma sempre più in futuro, si concentrano importanti quote della popolazione mondiale. In modo complementare, l'idrogeno e il biometano, con l'infrastruttura di trasporto e distribuzione del gas, svolgeranno un ruolo chiave nella decarbonizzazione di tutti i settori e applicazioni dove l'elettrificazione diretta non sarà possibile o poco conveniente (es. settori hard-to-abate).

Le variazioni del contesto (incremento FER, dismissione di impianti termoelettrici, cambiamenti climatici) causano infatti già oggi, e in misura maggiore negli scenari prospettici, significativi impatti sulle attività di gestione della rete da parte del TSO elettrico (Transmission sy-

stem operator), che si esplicano nel delicato compito di bilanciare in ogni istante produzione e domanda di energia elettrica, garantendo ai consumatori una fornitura di energia sicura, costante ed affidabile.

In questo contesto è opportuno ricordare che la produzione di energia elettrica da FER non segue le dinamiche del fabbisogno di energia per il consumo: il profilo di produzione segue, infatti, dinamiche caratteristiche della disponibilità della fonte energetica primaria, ad esempio sole o vento, che sono per loro natura intermittenti e/o non facilmente prevedibili. La non programmabilità di questi impianti rappresenta quindi una criticità che dovrà essere gestita in questo scenario di sempre maggior diffusione delle FER.

In un Sistema Elettrico a crescente penetrazione FER tale caratteristica genera criticità nel bilanciamento tra consumo e produzione a causa della riduzione del numero di risorse in grado di fornire servizi di regolazione, in particolare nei momenti critici per il Sistema Elettrico quali picchi e rampe di carico<sup>2</sup>.

Al netto delle attività di potenziamento della rete di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica che sarà messa in campo dai DSO e TSO, si ritiene opportuno

segnalare che la diffusione capillare di sistemi a celle a combustibile sul territorio avrà un effetto positivo nella gestione della rete avendo, come visto, un profilo di produzione costante, indipendente dalle condizioni climatiche e dalla posizione geografica dell'impianto. Si sottolinea infine che la diffusione di questi sistemi permetterà di mitigare la crescente richiesta di aumento puntuale di potenza impegnata nei singoli POD interessati. Questo trend rappresenta la naturale conseguenza dell'elettrificazione in atto anche sotto la spinta derivante dal regime incentivante (superbonus 110%) che sta portando ad una massiccia installazione di sistemi a pompa di calore elettrica, punti di ricarica auto elettrica unitamente ad impianti di produzione FER e di microgenerazione con possibilità di produzione di idrogeno. In taluni contesti l'aumento di potenza allacciata potrebbe non essere tecnicamente possibile, a causa di limiti tecnici della rete di distribuzione elettrica.

Inserire infatti un sistema di produzione a profilo costante equivale di fatto ad abbassare la curva di assorbimento dell'utente finale che si troverebbe ad avere una riduzione sostanziale della bolletta energetica.

# I sistemi a celle a combustibile e la transizione energetica

I sistemi a celle a combustibile attualmente commercializzati sono alimentati mediante gas provenienti da fonti fossili (eg. Metano). Questo, nelle more che il biometano sia esteso al settore gas e heating&cooling, automaticamente comporta il loro inserimento all'interno delle tecnologie non rinnovabili con la diretta conseguenza di una loro gestione dal punto di vista burocratico-amministrativo analoga ai sistemi di microgenerazione tradizionali.

In questo documento si vuole evidenziare come:

- 1** La microgenerazione tradizionale sia storicamente concepita per la realizzazione di impianti di grossa potenza e quindi non pensata per applicazioni residenziali.
- 2** Gli impianti di microgenerazione di grande potenza devono essere gestiti secondo un iter che certifichi la qualità dell'impianto, tipicamente finalizzato a maturare TEE (Certificati Bianchi). Questo iter è ingestibile ed improponibile in impianti di tipo residenziale che, tra l'altro, tipicamente non sono interessati al con-

seguimento di TEE. Tali titoli andrebbero rivisti in ottica di utilizzo in ambito residenziale, al fine di supportare effettivamente la soluzione, in termini di valore e di iter di certificazione.

- 3** I sistemi a fuel cell, anche se alimentati a gas naturale, rappresentano in questa fase di transizione una tecnologia importante nel percorso di decarbonizzazione in atto visto il profilo di emissioni e l'alta efficienza, e possono rappresentare una vera svolta della microgenerazione domestica.
- 4** I sistemi commerciali sono già in grado di funzionare con una miscela arricchita fino al 30% con gas idrogeno. La tecnologia è già pronta ad offrire soluzioni ad idrogeno verde (quindi ad impatto nullo in atmosfera) ma è necessario colmare il gap tecnologico con prezzi più competitivi per il mercato domestico.
- 5** Occorre introdurre delle semplificazioni nell'iter burocratico afferente a questi sistemi: solo in questo modo la diffusione di questa tecnologia sarà possibile e i costi scenderanno con-

seguentemente.

- 6** I sistemi ad idrogeno verde (elettrolisi dell'acqua mediante energia prodotta da fonte rinnovabile) ricadranno automaticamente nelle FER e quindi le complicazioni attualmente in essere decadranno automaticamente, spostando il "problema" normativo/autorizzativa sullo stoccaggio in sito dell'idrogeno autoprodotta. Occorre però raggiungere quello scenario incentivando e semplificando le procedure per i sistemi attualmente presenti sul mercato;
- 7** L'attuale infrastruttura del gas svolgerà un ruolo chiave nella transizione energetica, abilitando il trasporto e la distribuzione di idrogeno, prima in blending con il gas naturale, successivamente come puro H<sub>2</sub>. Grazie alla sua presenza capillare sul territorio italiano, permetterà e favorirà la diffusione e l'utilizzo delle fuel cell nel settore residenziale e commerciale.

# I sistemi a fuel cell nel settore residenziale

## Lo scenario europeo

In Europa sono stati installati molti meno sistemi di celle a combustibile stazionarie rispetto ad altri mercati come il Nord America, La Corea o Giappone. Il mercato è più frammentato, le reti sono tipicamente più forti e affidabili, e i regimi di sovvenzione e i regolamenti meno favorevoli. Lo sviluppo fino ad oggi è stato imperniato sulle iniziative dell'Unione europea della Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH 2 JU), o sul sostegno a livello nazionale, il più importante dei quali è la sovvenzione federale KfW 433 della Germania.

Il programma PACE della FCH 2 JU è un'iniziativa quinquennale da 90 milioni di euro che sostiene 2.800 sistemi di celle a combustibile micro-CHP in dieci paesi e coinvolge cinque dei principali sviluppatori europei di micro-CHP: BDR Thermea, Bosch, SOLIDpower, Sunfire e Viessmann.

Il finanziamento PACE è terminato a dicembre 2021 e alcuni fornitori hanno quasi raggiunto i loro impegni: non è ancora stato definito se sarà realizzato un ulteriore programma di sostegno alla tecnologia che andrà implementato premiando sistemi a fuel cell ad impatto CO<sub>2</sub> zero. La figura riporta la distribuzione della maggior parte delle installazioni realizzate nell'ambito del programma PACE a livello europeo.

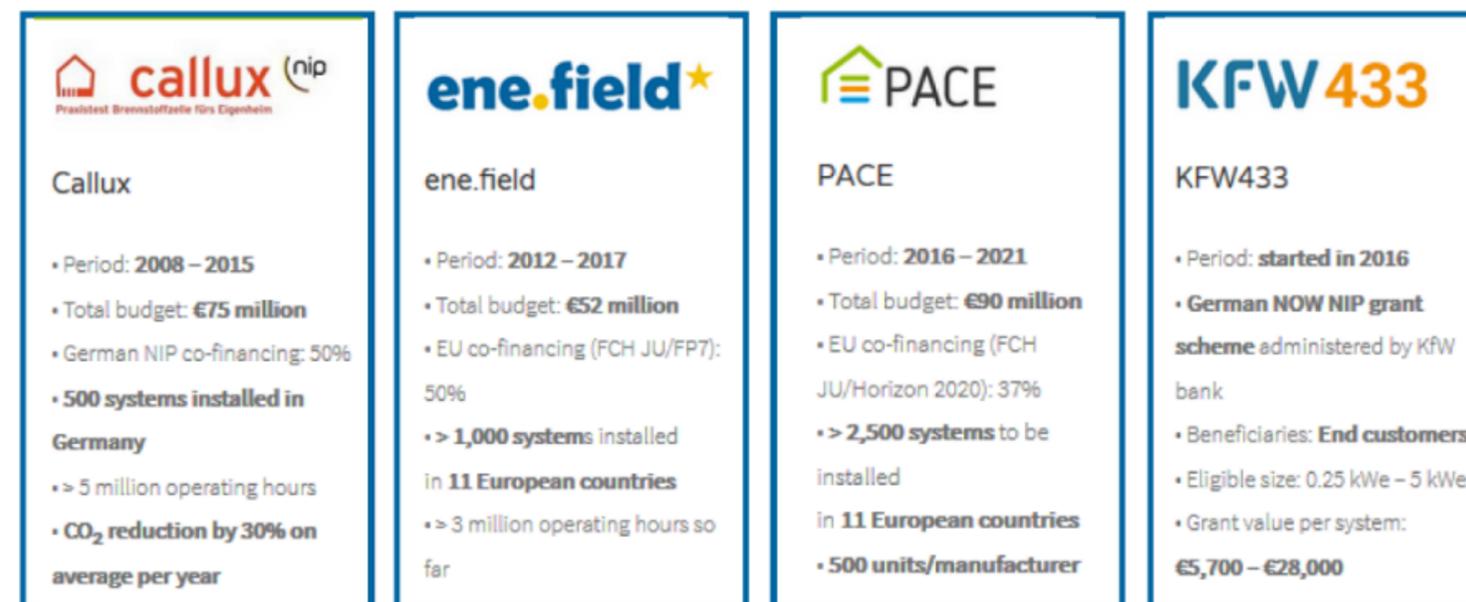


Figura 4: principali progetti di supporto ed incentivazione europea alla tecnologia (passati ed in corso).

				
Manufacturer	Bosch	SOLIDpower - BlueGEN	SOLIDpower - BlueGEN BG-15	Sunfire
Type	SOFC	HT SOFC	SOFC	SOFC
Electrical Output	0.7 kW	1.5 kW	1.5 kW	0.75 kW
Thermal Output	0.7 kW	0.6 kW	1.0 kW	1.25 kW
Electrical/Thermal Efficiency	45% (2016)	60%/25%	53-57%/40%	38%/50%
Overall efficiency	85%	85%	88-93%	88%
Fuel flexibility	H-gas, L-gas, Green-Gas (methane)	H-gas, L-gas, Green-Gas (methane)	I2H, I2E	LPG, Natural gas
Stack Lifetime	90,000 hours (2016)	60,000 hours	40,000 hours	-
System Life	10 years	15 years	Min 10 years	Min 10 years

Figura 5: sistemi a fuel cell residenziali FC residenziali installate tramite il programma PACE<sup>3</sup>



Manufacturer	BDR Thermoa	Viessmann – Vitocalor 300-P	Viessmann SOFC (Galileo successor)
Type	PEMFC	PEMFC	SOFC
Electrical Output	0.75 kW	0.75 kW	1.0 kW
Thermal Output	1.1 kW	1.0 kW	1.25 kW
Electrical/Thermal Efficiency	37%/55%	35-40%/53%	40%/50%
Overall efficiency	92%	90%	90%
Fuel flexibility	Natural gas (E/LI)	Natural gas (E/LI)	Natural gas (E/LI)
Stack Lifetime	80,000 hours	80,000 hours	Over 35,000 hours
System Life	Up to 20 years	More than 10 years	More than 10 years

Figura 5: sistemi a fuel cell residenziali FC residenziali installate tramite il programma PACE<sup>3</sup>



Figura 6: mappa installazioni realizzate con il supporto del programma PACE

## Lo scenario tedesco

KfW 433 è un programma di incentivazione nazionale che incentiva i sistemi tra 250 W e 5kW elettrici con un finanziamento a fondo perduto che può raggiungere il 40% del costo di installazione degli impianti. Non sorprende quindi che la maggior parte delle implementazioni di celle a combustibile in Europa siano state fatte in Germania, anche se il Belgio ha visto un'implementazione sostanziale nelle Fiandre, dove sono disponibili sia il supporto di PACE che di alcuni governi regionali minori.

## Lo scenario italiano

In Italia si contano circa 40 installazioni di celle a combustibile stazionarie. Tipicamente si tratta di installazioni di 1 unità (1,5 kW), alcune installazioni doppie (3 kW) ed un paio di installazioni multiple con più di due unità. Queste installazioni sono state realizzate senza il supporto di un programma di sostegno nazionale sul modello tedesco.

Ad oggi nel contesto nazionale per i sistemi di micro-cogenerazione è possibile accedere a:

- **ECOBONUS** – detrazione fiscale 65% microcogeneratori
- **ECOBONUS** – detrazione fiscale 65% riqualificazione globale

La Legge di Bilancio 2018 ha introdotto anche per i micro-cogeneratori l'Ecobonus del 65% (rif. Ex legge 296/2006) con un valore massimo detraibile pari a 100.000,00 € (in 10 anni) dedicato ai soggetti IRPEF e IRES.

- **RISTRUTTURAZIONI** – detrazione fiscale 50%  
Per immobili ad uso residenziale soggetti a ristrutturazione (Art. 16 bis DPR 917/86) i soggetti IRPEF possono accedere a questa detrazione con una spesa massima detraibile pari al 50% (in 10 anni).
- **CREDITO DI IMPOSTA** 10% per beni strumentali  
Con la Legge di Bilancio 2020 (Legge 27 dicembre 2019, n. 160) è stato introdotto al posto del vecchio super-ammortamento 130% un credito di imposta. 6% in 5 quote annuali, modificato al 10% in 3 quote annuali per il 2021.
- **SUPERBONUS** 110%

Il Decreto Legge RILANCIO del 17 luglio 2020 n.77, all' Art. 119 definisce gli incentivi per l'efficienza energetica, sisma bonus, fotovoltaico e colonnine di ricarica di veicoli elettrici. Nello specifico l'installazione di un sistema di microgenerazione si configura come intervento TRAINANTE negli interventi definiti al comma 1b e 1c dell'articolo 119 del Decreto Rilancio.

Nel Decreto requisiti tecnici, all'allegato I, tabella 1, sono specificati i massimali specifici di costo per le varie tecnologie. Ai sistemi di microgenerazione a celle a combustibile è assegnato un massimale di spesa specifico pari a 25.000,00 €/kW. I costi esposti si considerano al netto di IVA, prestazioni professionali e opere complementari relative alla installazione e alla messa in opera delle tecnologie.

# Proposte di aggiornamento del quadro normativo afferente ai sistemi a celle a combustibile

## Iter di connessione alla rete

la seguente dissertazione è relativa alle procedure previste antecedenti alla pubblicazione del decreto di recepimento della RED II 8 novembre 2021 N°199, in quanto tale decreto prevede la pubblicazione di altri decreti relativi all'abolizione dello scambio sul posto, entro sei mesi, che al momento di questa pubblicazione non sono ancora usciti. Pertanto in questo periodo di transizione riteniamo necessario comunque affrontare alcuni temi, che potrebbero venir superati in un secondo momento, per sottolineare che ad oggi non esiste uno schema che inquadri correttamente questa tecnologia che sia in linea con gli obiettivi che il sistema mira a promuovere.

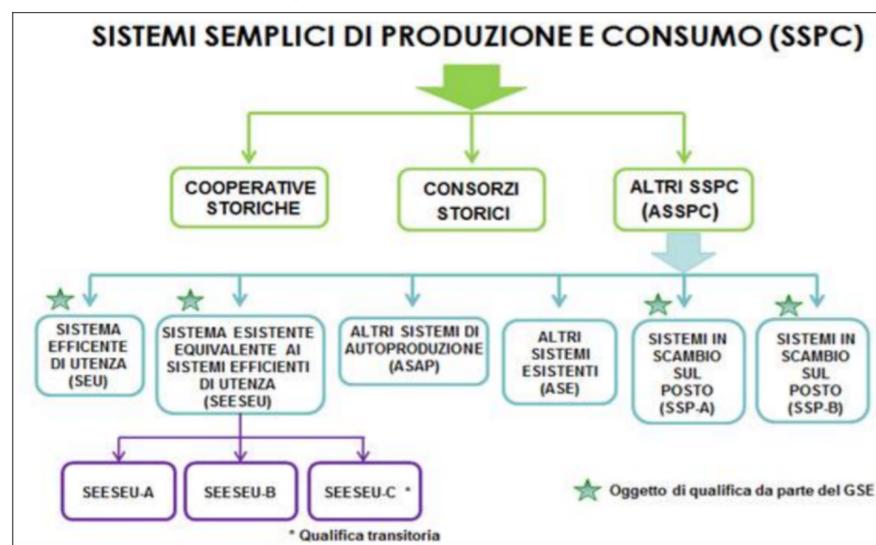


Figura 7: Tipologie di SSPC ammesse

## Premessa

Le condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche degli impianti di produzione di energia elettrica sono definite dalla ARG/elt 99/08 (Testo integrato delle connessioni attive - TICA). La normativa in vigore definisce i sistemi di produzione di energia in cui il produttore coincide con l'utente finale come SSPC (Sistemi semplici di Produzione e Consumo).

La figura successiva riporta le tipologie attualmente ammesse per queste tipologie di sistemi.

L'Italia deve recepire la direttiva europea mirata all'aggiornamento di queste tipologie che, sperabilmente, porteranno ad una semplificazione e all'individuazione di un'unica tipologia di sistema.

Questo report ha quindi lo scopo di aggiornare il normatore sulla presenza di questa tipologia di dispositivi caratterizzati da peculiarità specifiche che li caratterizzano. Nella stesura del nuovo Testo integrato sottolineiamo quindi la necessità di considerare i sistemi a celle a combustibile attualmente "incasellati" come sistemi di microgenerazione.

Nel proseguo del documento è riportato lo stato at-

tuale della normativa afferente ai sistemi di microgenerazione e le proposte di adeguamento della stessa che porterebbe all'abbattimento delle barriere burocratiche amministrative che ostacolano la diffusione della tecnologia.

## Iter di connessione attualmente in essere

Per quanto riguarda i sistemi di microgenerazione ad alto rendimento, con l'approvazione del decreto del MiSE 16/3/2017 "Approvazione dei modelli unici per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microgenerazione ad alto rendimento e di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili.", sono stati approvati i Modelli Unici che i richiedenti sono tenuti a utilizzare ai fini della gestione delle richieste finalizzate alla realizzazione, connessione ed esercizio degli impianti di microgenerazione ad alto rendimento.

I Modelli Unici sono costituiti da una "Parte I" recante i dati da fornire prima dell'inizio dei lavori e da una "Parte II" recante i dati da fornire alla fine dei lavori; esse sostituiscono, rispettivamente, la richiesta di connessione e la comunicazione di ultimazione dei lavori dell'impianto di produzione.

Nello specifico i sistemi di microgenerazione risultano inquadrati quindi nella tipologia altri sistemi semplici di produzione e consumo SSP-B. Tale assetto porta alle seguenti condizioni:

- *Condizioni tecnico commerciali agevolate per allaccio*
- *Possibilità di connessione dei sistemi mediante i modelli unici (Decreto 16/3/2017)*
- *Priorità dispacciamento*
- *Accesso al meccanismo dello scambio sul posto SSP*
- *Accesso alle detrazioni fiscali (65% e 110%)*
- *Possibilità di maturare Certificati Bianchi*
- *Possibilità di connessione sullo stesso punto di allaccio a sistemi fotovoltaici connessi in scambio sul Posto.*

La connessione come SSP-B risulta, allo stato attuale della normativa, obbligato dai vari riferimenti normativi che regolano la connessione e l'esercizio di questi sistemi. Nello specifico il Decreto 16/3/2017 precedentemente descritto e che introduce i modelli unici, impone che, contestualmente, venga richiesta la stipula del contratto di Scambio sul Posto per l'energia elettrica non autoconsumata.

Nel contesto normativo si sottolinea inoltre che il De-

creto 6 agosto 2020 "Requisiti tecnici per l'accesso alle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici - cd. Ecobonus" fa riferimento alla connessione alla rete elettrica secondo il Decreto 16/3/2017 (rif. Punto 7.4).

La possibilità di connettere alla rete elettrica come sistema ASPC SSP-B comporta l'obbligo da parte dell'utente di ottenere la qualifica CAR (Cogeneratore ad Alto Rendimento) da parte del GSE.

### La qualifica CAR

Questa procedura viene espletata sul portale specifico RICOGE e prevede il caricamento di documentazione tecnica relativa al progetto e del calcolo del PES secondo quanto previsto dal decreto n. 20 del 04/8/2011. Tale verifica deve essere effettuata sui dati di progetto e successivamente validata ogni anno con i dati reali di esercizio dell'impianto.

Il decreto introduce la definizione di **Primary Energy Saving (PES)** per il calcolo dell'energia primaria risparmiata:

$$PES = \left( 1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\mu}}{Ref H_{\mu}} + \frac{CHP E_{\mu}}{Ref E_{\mu}}} \right)$$

dove:

**CHP H<sub>μ</sub>**: rendimento termico della produzione mediante cogenerazione

**Ref H<sub>μ</sub>**: rendimento di riferimento per produzione separata di calore

**CHP E<sub>μ</sub>**: rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione

**Ref E<sub>μ</sub>**: rendimento di riferimento per produzione separata di energia elettrica

Al fine del riconoscimento del regime di CAR, i requisiti sono diversificati in base alla potenza nominale dell'impianto: per i sistemi di microgenerazione (con potenza elettrica quindi < 50 kW), il PES deve essere maggiore di zero.

In ogni installazione devono essere quindi misurati:

- *I dati di produzione ed autoconsumo elettrico (mediante il contatore di produzione posato e quello generale di utente)*
- *La quantità di gas consumato*
- *Il calore cogenerato*

Anche negli impianti di piccola potenza come quelli domestici, si rende necessaria l'installazione di strumenti di misura aggiuntivi (contacalorie e contatore del metano) e la loro gestione nel corso della vita in esercizio dell'impianto. Tale assetto risulta chiaramente non gestibile per un'utenza residenziale di piccola potenza.

## La qualifica CAR - iter semplificato

Il GSE ha introdotto per sistemi di microgenerazione inferiore ai 50 kW elettrici per i quali si attesti: l'assenza di dissipazioni termiche, variazioni del carico, regolazioni della potenza elettrica, rampe di accensione e spegnimento di lunga durata, altre situazioni di funzionamento modulabile che determinino variazioni del rapporto energia elettrica/energia termica, la possibilità di effettuare il calcolo del PES attraverso la misurazione di un solo parametro e di utilizzare i dati di targa nominali per la definizione delle altre grandezze.

Questa semplificazione rappresenta senza dubbio un alleggerimento dell'impegno riferito alla gestione dell'impianto ma è comunque pesante e decisamente vincolante per la diffusione della tecnologia per installazioni residenziali di piccola potenza.

## Il PES nei sistemi a celle a combustibile

La formula di calcolo del PES prevista dal decreto n. 20 del 04/8/2011 comporta l'inserimento dei valori di rendimento termico ed elettrico normalizzati da fattori di riferimento specifici.

Nel caso di celle combustibile ad ossidi solidi (SOFC) caratterizzati da un'alta efficienza elettrica (prossima

al 60% contro il 30% dei sistemi tradizionali e al valore pesato dei coefficienti di normalizzazione), tali sistemi a fuel cell sono sempre in grado di garantire di avere un PES maggiore di zero.

Il grafico sottostante riporta il calcolo dei PES di un sistema a celle a combustibile SOFC di tipo residenziale al variare della potenza termica cogenerata. I due scenari riportati delimitano gli estremi di funzionamento:

**Scenario 1:** Impianto con autoconsumo nullo dell'energia elettrica prodotta (1%)

**Scenario 2:** Impianto con autoconsumo totale dell'energia elettrica prodotta (100%)

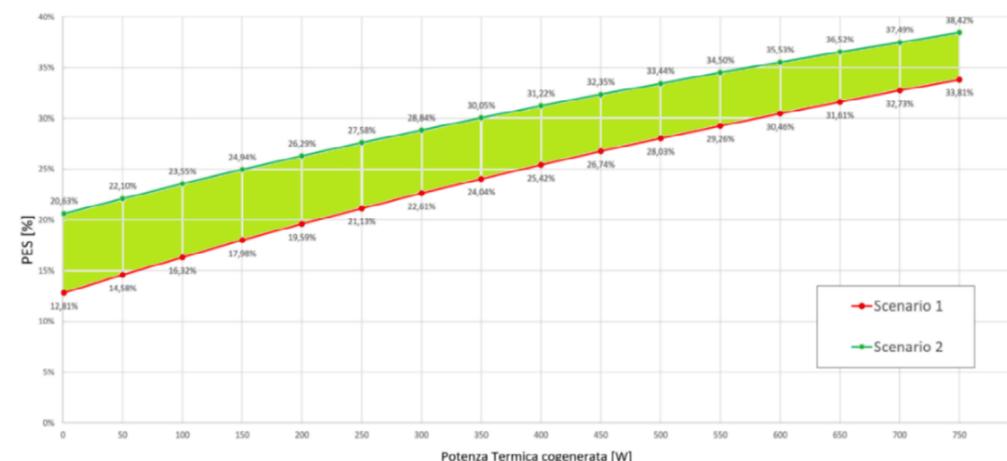


Figura 8: calcolo del PES per un sistema Fuel Cell SOFC residenziale

Tuttavia, anche per sistemi a celle combustibile con rendimenti non così elevati (sistemi PEM) per i quali

non è sempre garantito un PES >0 in assetto di esercizio, è necessario tener presente che la qualifica CAR debba tener presente una premialità della tecnologia in funzione della riduzione di inquinanti associati al processo.

Alla luce di quanto riportato e delle considerazioni precedenti si sottolinea come questa metodologia di qualifica sia assolutamente sproporzionata soprattutto perché pensata e tarata per una tecnologia completamente diversa.

## Proposta di semplificazione della qualifica CAR

Si propone di riconoscere in modo esplicito ed attraverso autocertificazione del produttore la qualifica di cogeneratore ad alto rendimento (qualifica CAR) ai sistemi a fuel cell caratterizzati da una potenza elettrica nominale minore di 50 kW. Pertanto, per rendere automatica la procedura occorre rendere sufficiente l'autocertificazione di avere PES >0 (o caratterizzati da una certa di NOx) da parte del produttore. Il modello che si suggerisce di replicare è quello dell'autocertificazione tedesca (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, BAFA) che prevede la qualifica da parte dell'organo preposto (per l'Italia quindi il GSE) dei sistemi da inserire in un'apposita lista.

## Adempimenti fiscali

Sul piano del trattamento fiscale gli adempimenti necessari per un impianto di microcogenerazione in genere sono simili a quelli previsti per un impianto di grande potenza, avendo la legge 296/06 eliminato qualunque concetto di "assimilabilità a FER" e con ciò creando oneri ed obblighi difficilmente sostenibili per impianti di taglia piccola e piccolissima taglia.

Il testo unico delle accise (D.Lgs nr. 504 del 26 ottobre 1995) prescrive che l'energia elettrica autoprodotta e consumata da impianti superiori ad 1 kW da fonte non rinnovabile è sottoposta ad accisa (art. 52 comma 2). Tale accisa è pari a 0,0125 €/kWh per le utenze di tipo industriale e 0,0227 €/kWh per le utenze di tipo residenziale.

La valorizzazione dell'accisa da versare comporta:

- 1** Installazione di misuratore fiscale piombato, in possesso di certificati di taratura, che sono comunque da ripetere in loco da parte di società autorizzata all'atto dell'installazione e poi ogni successivi tre anni. Tali certificati sono poi ogni volta da trasmettere in bollo all'Agenzia delle Dogane
- 2** Necessità di istanza per rilascio di licenza Officina Elettrica, con conseguenti tempistiche

legate agli enti coinvolti, sopralluogo da parte dell'Agenzia delle Dogane con relativo verbale, e successivo rilascio della licenza

- 3** Pagamento diritto di licenza annuale (23,24 €)
- 4** Pagamento mensile dell'imposta di consumo sull'energia prodotta e non ceduta in rete, con conguaglio a fine anno mediante apposito software
- 5** Comunicazione mensile al fornitore del combustibile dell'energia elettrica prodotta per applicazione della corretta accisa sul gas consumato (in quota parte imputato a produzione elettrica e quindi soggetto ad accisa agevolata, la rimanente soggetta ad accisa piena).

La liquidazione di questa accisa può avvenire in modo forfettario senza la necessità di una misura puntuale. Questa possibilità prescritta dal Decreto 27 ottobre 2011 "Semplificazioni per impianti di micro cogenerazione ad alto rendimento" (art. 5) permette di gestire questa incombenza in modo più semplice anche se, per gli scenari di potenza in oggetto, rappresenta un freno alla diffusione della tecnologia allungando di fatto il tempo di rientro dell'investimento.

## Proposta di semplificazione adempimenti fiscali

*Si propone quindi di modificare l'art.52 comma 2 del Testo Unico delle Accise (T.U.A.) elevando il limite di esenzione dall'apertura di officina elettrica a 20 kW (o X KW equivalenti per produzione di energia equivalenti a 20 KW di impianti FER) anche per gli impianti di microcogenerazione a celle a combustibile, come per gli impianti FER. Ciò consentirebbe l'abolizione del contatore fiscale, del registro delle misure di energia elettrica, e dell'applicazione dell'accisa sull'energia elettrica prodotta.*

*Inoltre, si propone che il calcolo dell'accisa agevolata sul combustibile utilizzato venga effettuato a partire dalla misurazione diretta del combustibile.*

## Rilevamento dati statistici GSTAT

L'art. 7 del D.Lgs 6 settembre 1989 n. 322 prevede l'obbligo per le imprese di rispondere ad alcune rilevazioni statistiche effettuate dal Sistema statistico Nazionale. Si tratta della rilevazione Statistica effettuata da Terna S.p.A., per l'intero settore elettrico italiano in ambito SISTAN (Sistema Statistico Nazionale). In GSTAT sono censiti tutti gli impianti in esercizio esclusi gli Impianti FOTOVOLTAICI, di competenza statistica da parte del GSE.

L'obbligo di compilazione delle statistiche annuali sulla produzione e consumo di energia elettrica è in capo unicamente alle società che ricevono, per l'anno appena concluso, la richiesta ufficiale in tal senso da parte dell'Ufficio Statistiche di TERNA.

Nel caso di sistemi di piccola e piccolissima potenza questa incombenza obbliga l'utente finale alla rilevazione mensile dei dati di produzione e autoconsumo elettrico, del dato di consumo di gas e di recupero termico realizzato. Per lo scenario residenziale questo iter di gestione rappresenta un vincolo importante per una tecnologia che dovrebbe essere di tipo "plug&play".

Si ricorda infine che questi sistemi sono caratterizzati da un profilo di produzione costante: la rilevazione dei dati di produzione statistica può essere quindi so-

stituita da un approccio forfettario.

## Proposta di semplificazione rilevamento dati statistici GSTAT

*Visto il profilo di produzione costante nel tempo e la ridotta potenza installata si propone di escludere dalla rilevazione statistica i sistemi a celle a combustibile con potenza elettrica inferiore ai 20 kW o di applicare per i sistemi rientranti nella statistica la possibilità di inserimento di dati estrapolati dai valori di targa in maniera automatica da parte del portale.*

## Possibilità di scarico esausti a parete

La normativa vigente (DPR 412/93 come modificato dal D.Lgs. 102/2014) all'articolo 5 comma 9 prevede che gli impianti termici installati successivamente al 31 agosto 2013 devono essere collegati ad appositi camini, canne fumarie o sistemi di evacuazione dei prodotti della combustione, con sbocco sopra il tetto dell'edificio alla quota prescritta dalla regolamentazione tecnica vigente.

Il comma 9 bis definisce quali sono i casi che possono derogare questo obbligo e che quindi possano prevedere lo scarico a parete degli esausti. Fra queste casistiche risultano essere inserite le caldaie a condensazione e i sistemi ibridi secondo le prescrizioni

riportate nel comma 9 ter.

## Possibilità di semplificazione scarico esausti a parete

*Si propone di aggiornare il D.Lgs. 102/2014, articolo 5 comma 9 bis inserendo anche i sistemi a celle a combustibile fino a 20 kW di potenza nominale. Fra i pre-requisiti del comma 9 ter si suggerisce di autorizzare lo scarico a parete di questi dispositivi solo se caratterizzati da classe NOx pari a 5.*

### **Adempimenti obbligatori per edifici di nuova costruzione**

Ai sensi dell'articolo 11 del Decreto Legislativo 28/2011, i progetti di edifici di nuova costruzione ed i progetti di ristrutturazioni rilevanti degli edifici esistenti sono obbligati all'utilizzo di fonti rinnovabili.

### **Proposta di inserimento tecnologia a fuel cell negli adempimenti obbligatori per edifici di nuova costruzione**

*Si propone la variazione del citato articolo prevedendo che i progetti di edifici di nuova costruzione ed i progetti di ristrutturazioni rilevanti degli edifici esistenti debbano comprendere l'installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili unitamente o in alternativa ad a celle a combustibile a condizione che il rendimento energetico di tali unità di produzione, espresso dall'indice di risparmio di energia primaria PES nominale risulti maggiore di zero, calcolato conformemente a quanto previsto dall'Allegato III del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20.*

A tale proposito si ricorda come la Regione Emilia Romagna permetta già di utilizzare la microcogenerazione per assolvere gli obblighi di copertura da fonte rinnovabile nelle nuove realizzazioni.

### **Proposta di inserimento dei sistemi a fuel cell fra le tecnologie che possono partecipare alle comunità energetiche**

*Riconoscendo alla tecnologia a celle a combustibile un profilo di efficienza e di emissioni di assoluto pregio rispetto ai sistemi tradizionali, si suggerisce di valutare l'inserimento di questa tecnologia fra quelle ammesse per la realizzazione delle comunità energetiche e auto-consumo collettivo.*

Risulta importante valutarne l'effettiva convenienza, armonizzandone l'applicazione con gli altri meccanismi di incentivazione nonché l'assetto di realizzazione che deve garantire l'autoconsumo fisico e non virtuale dell'energia prodotta, così come sarà discusso nella seconda sezione del Report.

### **Regime di incentivazione: integrazione e proposta di meccanismo specifico**

Come accennato al Capitolo 6.1.2 i sistemi di microcogenerazione accedono ai meccanismi di detrazione fiscale del 110%, del 65% e del 50%. Questi strumenti rappresentano una leva finanziaria efficace per il rientro degli investimenti da parte degli utenti finali.

*Si suggerisce una maggiore armonizzazione di questi strumenti con la tecnologia a celle a combustibile che rappresenta una soluzione diversa da quelle tradizio-*

*nali. Si suggerisce in caso la definizione di un meccanismo specifico in cui inserire i sistemi di produzione di energia elettrica a celle a combustibile sia nel panorama di incentivi fiscali attuale che all'interno dell'auspicata armonizzazione ad aliquota unica (75%) prevista in futuro.*

### **Inserimento della tecnologia a celle a combustibile nelle tecnologie incentivate dai Piani Operativi Regionali (POR)**

*Si suggerisce di facilitare l'accrescimento del know how tecnologico degli organi regionali competenti per la stipula de Piani Operativi Regionali (POR).*

*Questo permetterebbe di incentivare la diffusione della tecnologia co-finanziando attraverso risorse regionali e provenienti dal fondo europeo FESR 2021 2027.*

*La realizzazione di questa attività potrebbe essere finalizzata attraverso specifici seminari tecnici atti ad incrementare e diffondere la tecnologia presso gli uffici tecnici delle Amministrazioni regionali*

## Riepilogo interventi proposti

In questo capitolo si riassumono brevemente le proposte per la semplificazione dell'iter burocratico che limita la diffusione della tecnologia a celle a combustibile:

- 1** Recepimento della normativa europea atta a semplificare le tipologie di sistemi elettricamente attivi verso la rete. In questo contesto di riforma integrale del quadro normativo occorrerà considerare le peculiarità specifiche dei sistemi a fuel cells;
- 2** Considerando l'inquadramento normativo vigente e in attesa di quanto ribadito al punto 1, si suggerisce la semplificazione della procedura della qualifica CAR da parte del GSE;
- 3** Modifica del T.U.A. ed elevazione della soglia di esenzione per sistemi non rinnovabili ma ad alto profilo tecnologico, ambientale e prestazionale;
- 4** Esclusione dalla rilevazione statistica GSTAT

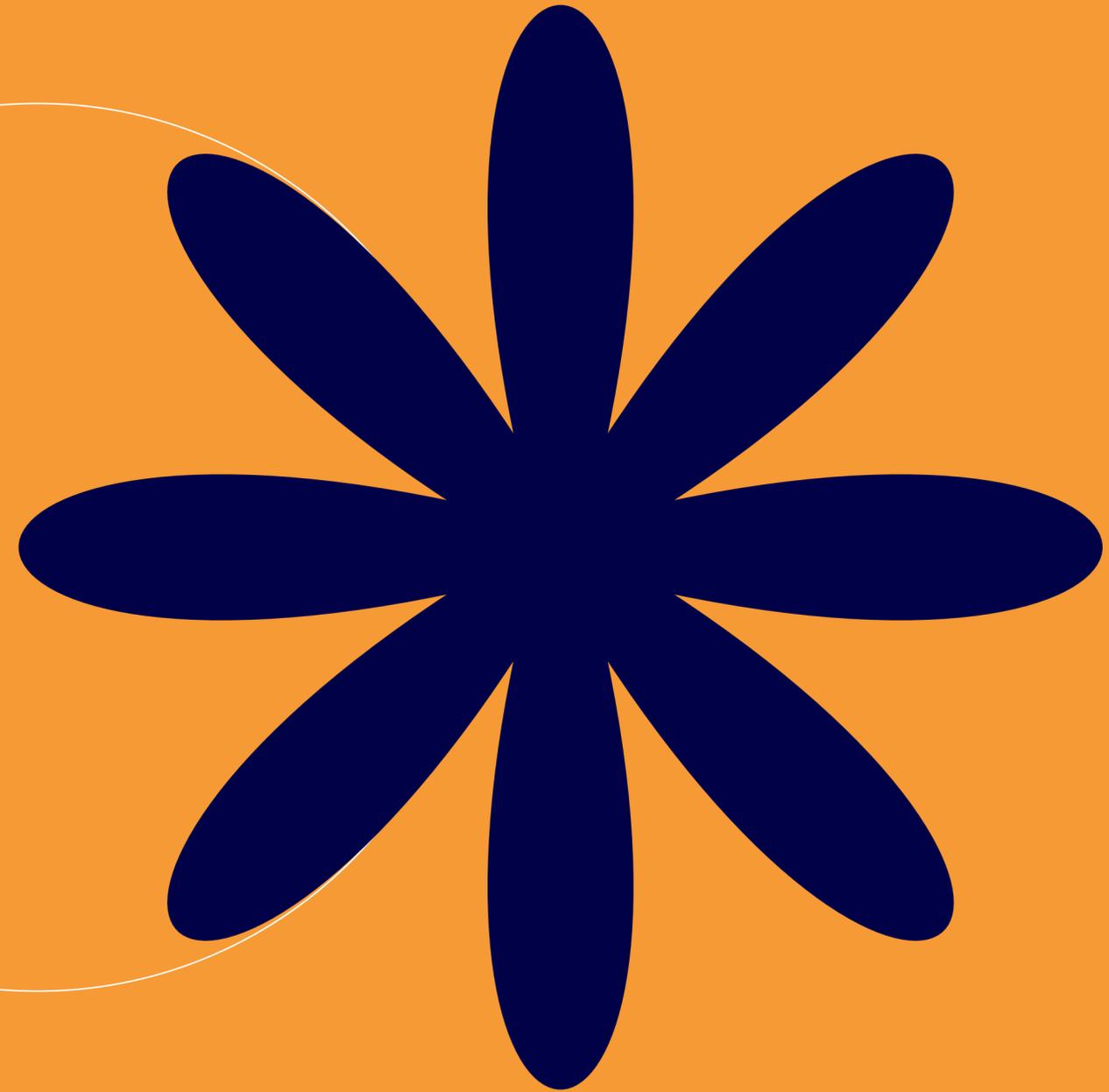
che, per sistemi di questa taglia, rappresenta un onere difficile da gestire;

- 5** Estendere la possibilità di scarico a parete degli esausti di reazione alla luce della tipologia e del bassissimo impatto ambientale di tali prodotti per i sistemi a fuel cell;
- 6** Inserire i sistemi a celle a combustibile fra le tecnologie ammesse per adempiere a quanto prescritto per gli edifici di nuova costruzione ed i progetti di ristrutturazioni rilevanti;
- 7** Inserimento della tecnologia a celle a combustibile fra quelle ammesse al meccanismo delle comunità energetiche;
- 8** Chiarire alcune incongruenze presenti nei meccanismi di incentivazione attualmente in essere e, in un'ottica di una futura armonizzazione di tutti gli strumenti fiscali, definire l'inquadramento dei sistemi a celle a combustibile;
- 9** La possibilità di far passare gli interventi di efficienza energetica con impianti micro-cogene-

rativi Fuel Cell per l'ottenimento di TEE legati sia agli ambiziosi obiettivi internazionali, europei e nazionali a contrasto del cambiamento climatico sia a quelli relativi all'efficienza energetica. Le tipologie di TEE debbono riguardare sia titoli di tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica; sia di titoli di tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale.

- 10** Mettere in atto attività di sensibilizzazione delle Amministrazioni Regionali nei confronti della cogenerazione tramite sistemi a fuel cell. L'inserimento della tecnologia fra quelle normalmente introdotte all'interno dei finanziamenti relativi ai Piani Operativi Regionali (POR) permetterebbe una maggiore diffusione della tecnologia rendendo meno onerosi i costi finali di installazione.

# SECONDA PARTE



# Seconda parte

Il presente documento costituisce la seconda parte del Report del gruppo di lavoro H2IT sull'installazione fuel cell in ambito residenziale e commerciale legato alla tecnologia delle fuel cell (o celle a combustibile) come sistema energetico il cui compito principale è quello di soddisfare i fabbisogni di utenze di tipo civile. In particolare dopo aver analizzato le barriere alla commercializzazione dei sistemi di Fuel Cell alimentate a gas naturale, nei paragrafi seguenti si analizzeranno le barriere normative relative alle applicazioni delle celle a combustibile in uno scenario "Power – to-power", ovvero alimentate da idrogeno verde (prodotto da fonti rinnovabili autoprodotta e stoccata in loco).

I sistemi ad idrogeno verde (ottenuto attraverso elettrolisi dell'acqua partendo dall'energia prodotta da fonte rinnovabile) ricadono automaticamente nella definizione di impianto FER, di conseguenza le barriere attualmente in essere legate alla qualifica di impianti di microgenerazione decadono automaticamente, spostando il "problema" normativo/autorizzativa sulla produzione, sullo stoccaggio e sulla distribuzione

in sito dell'idrogeno verde autoprodotta.

La possibilità di stoccare in loco l'idrogeno autoprodotta sfruttando i surplus di energia derivanti dai picchi di produzione delle rinnovabili, conferisce alla tecnologia caratteristiche idonee per supportare le logiche di autoconsumo e collaborazione legate alle Comunità Energetiche. A tal fine, il presente documento analizzerà il quadro normativo delle comunità energetiche al fine di proporre aggiornamenti che consentano una maggiore diffusione della tecnologia delle fuel cell.

# Principali installazioni esistenti in Europa e nel mondo

Prima di entrare nel merito degli aspetti normativi, si ritiene utile presentare una raccolta delle principali installazioni di utilizzo della tecnologia Fuel Cell nella sua configurazione Power-to-Power.

## CASO 1:

*Mafate microgrid - Isola di La Reunion AFRICA (2017)*

La caldera "Cirque de Mafate" è una località dell'incontaminata isola di La Reunion ed è accessibile solo a piedi. Immerso nelle montagne, il sistema energetico fornisce 10 giorni di autonomia quando il sole non è disponibile. Il sistema energetico a idrogeno è completamente privo di combustibili fossili e fornisce energia a diverse case, una scuola, un'officina e un dispensario medico. Il sistema, chiamato SAGES (Smart Autonomous Green Energy System) è stato progettato in collaborazione con Electricité de France e Powidian.

**Electrolyser:** 500 NL/hr

**Fuel cell:** 5 kW

**Storage:** 3 kg or 1,100 L

**PV:** 8.7 kWp

**Batteries:** 15.6 kWh (Lithium)



**CASO 2:**

*Delta Green - Loire Aquitaine, France (2017)*

Delta Green è il primo edificio per uffici energeticamente indipendente in Francia, con una produzione di energia superiore al consumo degli utenti (Positive Building). L'obiettivo di Delta Green è quello di mostrare la completa autonomia energetica. Il mix energetico è composto da fotovoltaico, geotermico e stoccaggio di idrogeno. Invece di utilizzare le batterie, l'edificio terziario utilizza 2 elettrolizzatori per immagazzinare idrogeno per il peak shaving. Questo evita i picchi di elettricità convertendo l'idrogeno in elettricità per soddisfare la domanda, oltre a risparmiare sui costi dell'elettricità che sarebbe stata più costosa. Inoltre, il fotovoltaico in eccesso durante l'estate viene immagazzinato come idrogeno e utilizzato in inverno. L'edificio innovativo è stato il vincitore del Green Solutions Award 2018, che riconosce l'architettura attenta all'ambiente e contribuisce alla lotta contro il cambiamento climatico.

**Electrolyser:** 2,000 NL/hr

**Fuel cell:** 7.5 kW up to 30 kW

**Storage:** 5 kg

**Pressure:** 30 bar

**PV:** 50 kW

**MQ:** 4608 m<sup>2</sup>



**CASO 3:**

*Kyenjojo - Uganda (2019)*

Kyaburyezibwa, Mukiti e Nyamicu sono comunità in Uganda che hanno ora accesso all'elettricità ininterrotta e senza inquinamento grazie ad soluzione containerizzata che produce idrogeno partendo dall'energia solare. Le case rurali, le scuole e le aziende ora prosperano con un'affidabile energia pulita.

**Electrolyser:** 2,000 NL/hr

**Fuel cell:** 3 kWh

**PV:** 4.7 kWp



**CASO 4:***Zusmarshausen - Germania (2019)*

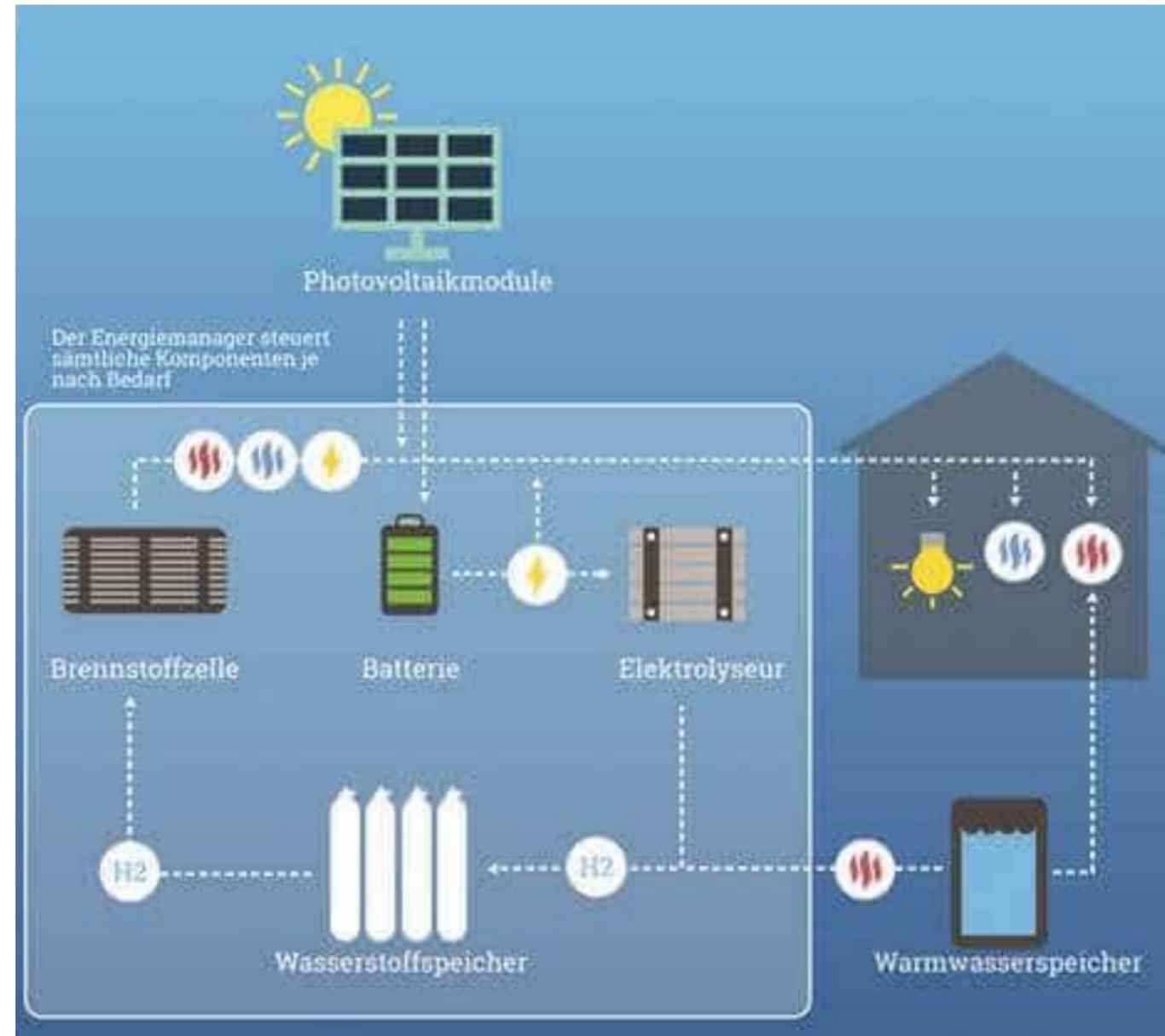
Una casa a Zusmarshausen, in Germania, vanta ora un sistema al 100% privo di emissioni. L'immagazzinamento dell'energia, il supporto per il riscaldamento e la ventilazione sono forniti da un sistema che combina tutti i componenti tra cui una cella a combustibile, le batterie e l'unità di ventilazione per creare un sistema energetico residenziale autosufficiente e senza emissioni. Il calore generato dal funzionamento del sistema fornisce calore o acqua calda ai residenti. Il sistema prevede un impianto fotovoltaico sul tetto e sulla facciata, un dispositivo di accumulo di energia con tecnologia agli ioni di litio come sistema di backup, un dispositivo di accumulo di idrogeno. In estate, l'energia solare in eccesso viene utilizzata per produrre e immagazzinare idrogeno, che viene riconvertito in elettricità in inverno utilizzando una cella a combustibile. Il calore viene generato come un "prodotto di scarto", che viene distribuito in casa tramite un sistema di ventilazione centrale

**Electrolyser:** 500 NL/hr

**Fuel Cell:** 1.5 kW

**Storage:** 2,400 – 3,000+ kWh (electrolyser + thermal)

**PV:** 16.9 kWp



**CASO 5:***Magazzino residenziale Münster - Germania (2019)*

Un sistema solare-batteria-idrogeno sta fornendo ad Arno Tilsner energia pulita fuori dalla rete a Münster, in Germania.

**Electrolyser:** 500 NL/hr

**Fuel Cell:** 1.1 kW

**Storage:** 600 L

**PV:** 5 kWp



**CASO 6:***Phi Suea House Chiang Mai - Thailandia (2015)*

La Phi Suea House (Home of the Butterflies) è la prima multi-casa solare-idrogeno al mondo che è off-grid dal 2015. Dimostra al mondo come si può vivere in modo sostenibile. Il sole e la pioggia coprono tutte le necessità energetiche e idriche dei locali. In termini semplici, l'energia del sole viene trasformata attraverso i pannelli solari in elettricità. Qualsiasi eccesso di energia viene convertito e immagazzinato come idrogeno. Quando il sole non splende, il gas idrogeno immagazzinato nei serbatoi genera elettricità utilizzando celle a combustibile.

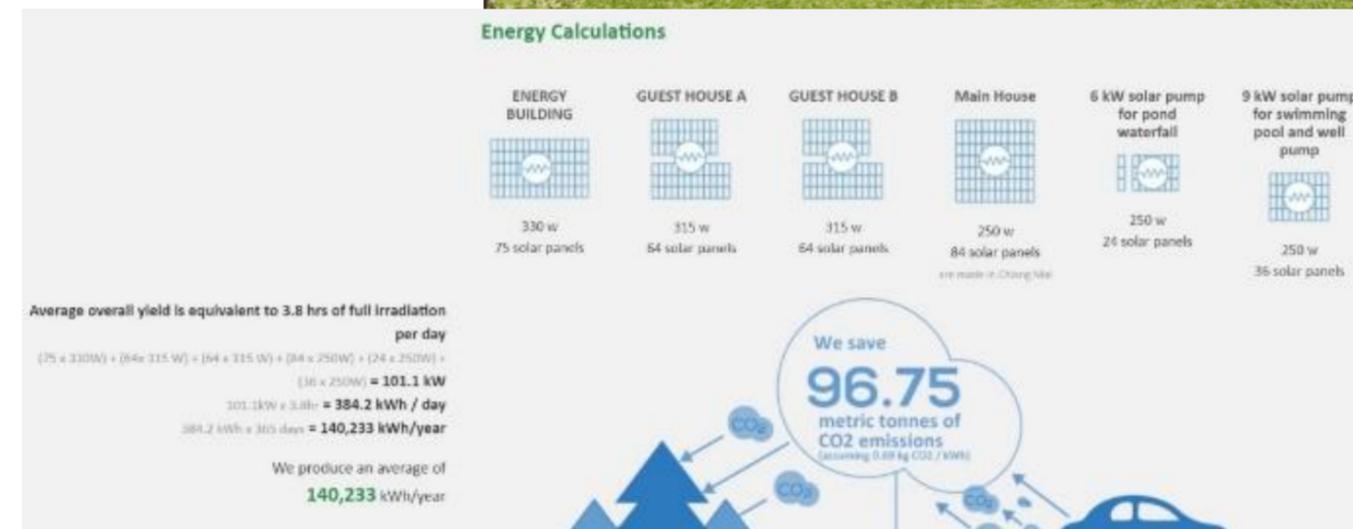
**Electrolyser:** 2,000 NL/hr

**Fuel Cell:** 4.5 kW

**Storage:** 7.5 kg of hydrogen (130 kWh)

**PV:** 86 kWp

**Batteries:** 2 × 2,000 Ah 48 V (Lead-Acid)



**CASO 7:***Col du Palet - Francia (2015)*

Da giugno 2015, elettrolizzatori producono idrogeno per mantenere questo rifugio nelle Alpi francesi operativo tutto l'anno. I pannelli solari non possono generare energia per gli sciatori che cercano rifugio se coperti dalla neve. Tuttavia, l'idrogeno mantiene 47 posti letti caldi e nutriti a 2.600 metri di altezza. In estate, l'energia solare in eccesso viene immagazzinata come idrogeno e fornisce energia durante l'inverno. L'idrogeno è immagazzinato in un piccolo edificio laterale separato dalla cabina per garantire la piena sicurezza dei serbatoi a pressione in altitudine.

**Electrolyser:** 500 NL/hr

**Fuel Cell:** 2.5 kW

**Storage:** 5 kg of hydrogen or 16 days of autonomy without PV

**Pressure:** 30 bar



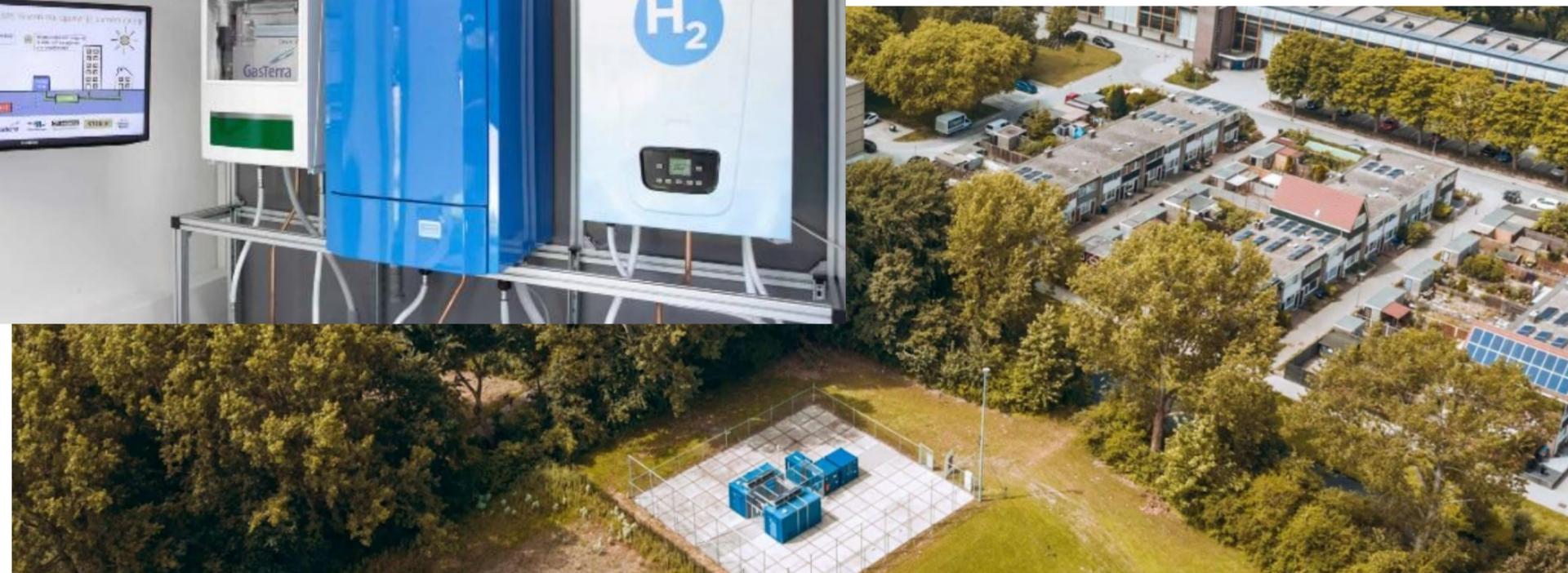
**CASO 8:**

*Edilizia residenziale - Rozenburg, Paesi Bassi (2017)*

Nel giugno 2019, il primo progetto di idrogeno per il riscaldamento residenziale è stato ufficialmente aperto a Rozenburg, nei Paesi Bassi. 8 elettrolizzatori stanno producendo idrogeno verde. Si stanno testando caldaie innovative che bruciano direttamente l'idrogeno per il riscaldamento. Il progetto è un'iniziativa congiunta con l'operatore di rete Stedin, il comune di Rotterdam e la cooperativa edilizia Ressorit Wonen. In questo progetto, Stedin e i suoi partner stanno considerando l'intera catena del futuro: la produzione, la distribuzione e la conversione dell'idrogeno, con l'obiettivo finale di fornire un comfort a zero carbonio.

**Electrolyser:** 4,000 NL/hr

**Pressure:** 35 bar



**CASO 9:**

*Complesso residenziale Backgårdsgatan - Vårgård, Svezia (2019)*

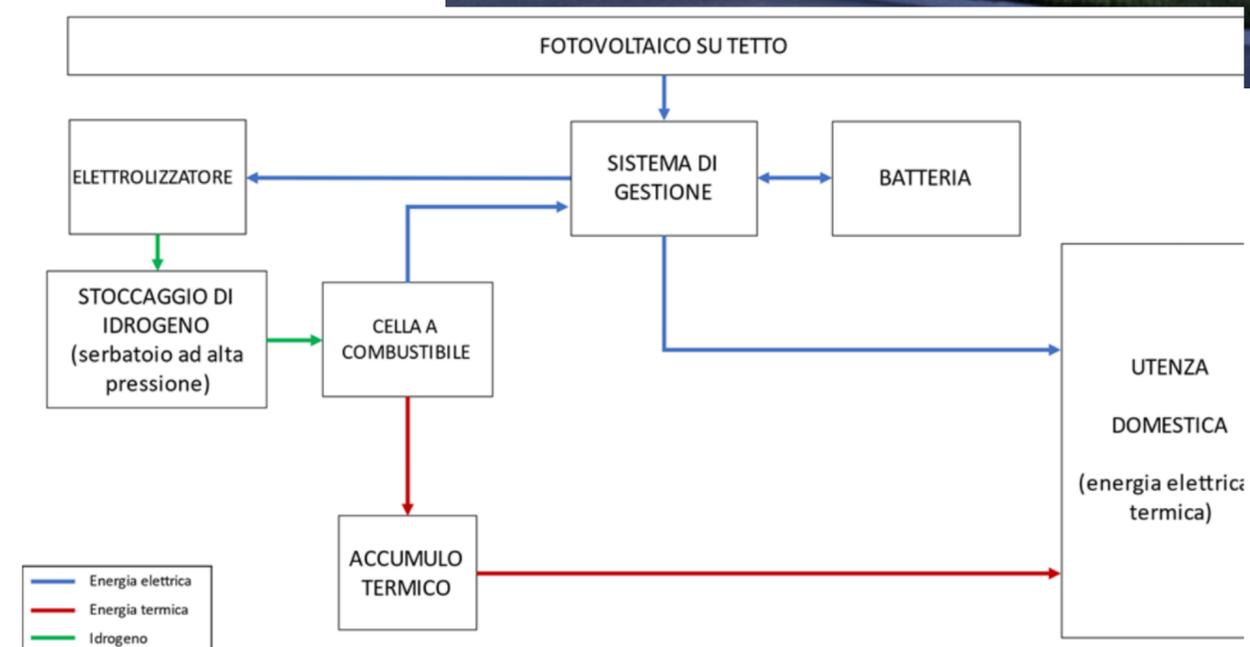
È in corso la realizzazione del primo impianto commerciale di media taglia a idrogeno, destinato a rendere energeticamente autonomi dei condomini di edilizia popolare. Il progetto prevede un'azione congiunta di riqualificazione dell'involucro edilizio (realizzato a metà degli anni '70) e di realizzazione di un sistema di generazione di energia e calore del singolo edificio con pannelli solari fotovoltaici sul tetto, inverter di potenza, hub di alimentazione off-grid, cella a combustibile da 5 kW, accumulo ad acqua calda, unità di riscaldamento centrale (pompa di calore geotermica), unità di distribuzione dell'energia e stoccaggio delle batterie per 48 ore di funzionamento. Quando le batterie sono completamente cariche, l'energia solare in eccesso viene reindirizzata all'accumulatore centrale di idrogeno che produce e immagazzina l'idrogeno ottenuto per elettrolisi. Il sistema di generazione di energia di ogni edificio è interconnesso con gli altri cinque edifici per formare una microgrid che crea ridondanza e flessibilità per servire qualsiasi dei sei edifici che possono sperimentare guasti o arresti temporanei del sistema per scopi di manutenzione.

**Electrolyser:** 60 Nmc/hr

**Fuel cell:** 5 kW per edificio

**Storage:** 4800 kg a 300 bar per n.6 edifici

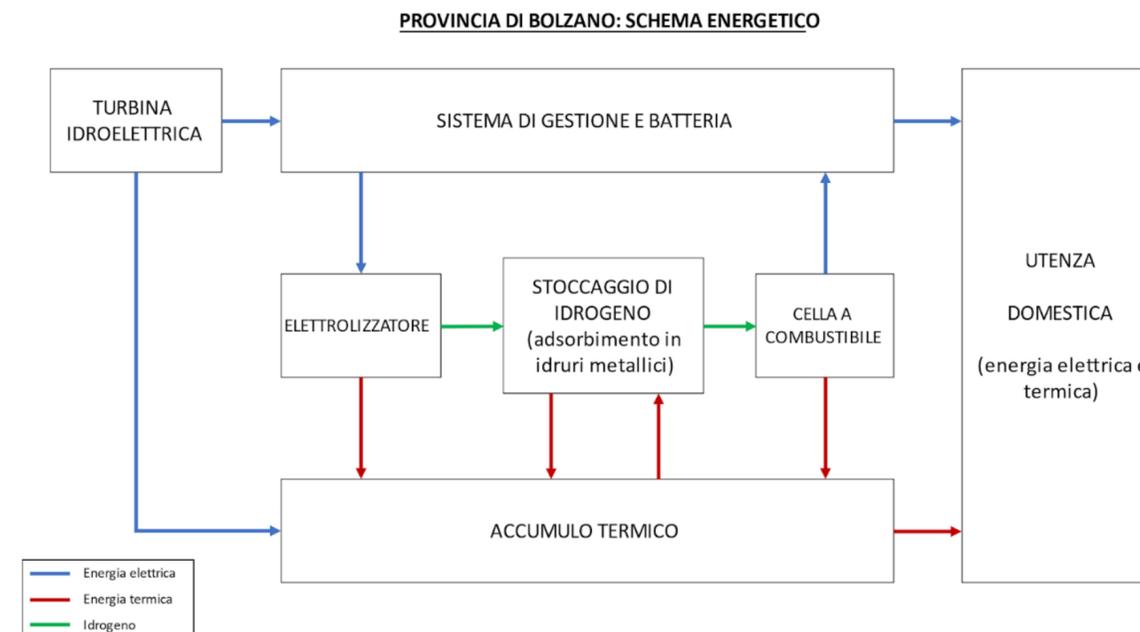
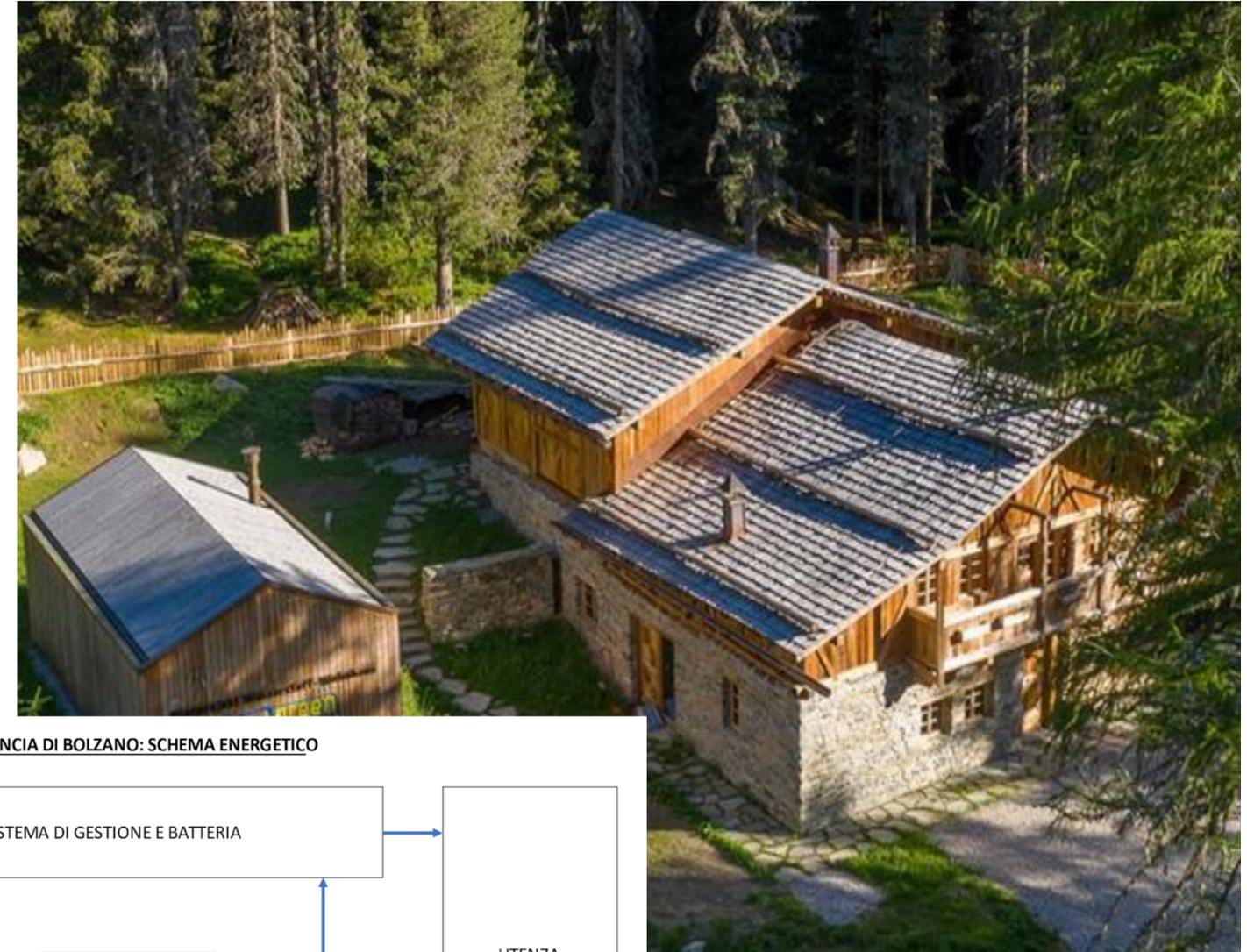
**PV:** 98000 kWh per ciascun edificio



**CASO 10:***Maso a Predoi - Bolzano (2019)*

E' la prima abitazione totalmente green in Italia che utilizza la tecnologia dell'idrogeno verde autoprodotta. L'energia prodotta da una turbina idraulica viene trasformata in idrogeno tramite elettrolisi e l'idrogeno ottenuto viene immagazzinato sotto forma di idruri metallici ad una pressione di 30bar e, quando serve, convertito in elettricità attraverso una cella a combustione. L'impianto di stoccaggio ha una capacità di circa 8 kg di idrogeno che è in grado di fornire autonomia alla casa per un intero inverno.

**Storage:** 8 kg a 30 bar con idruri metallici



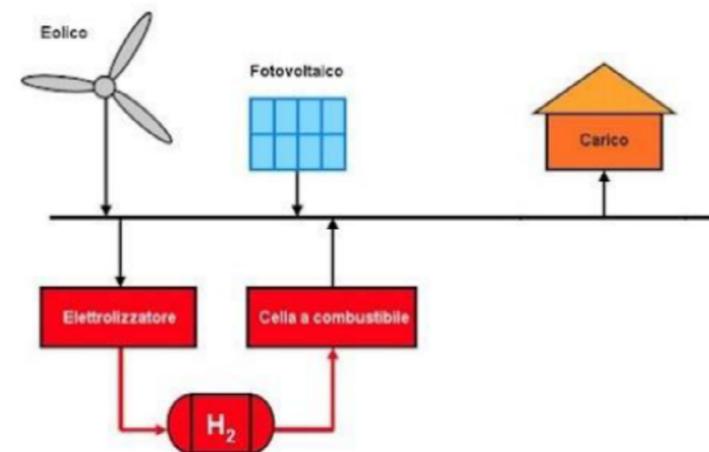
**CASO 11:***Museo "Casa Cala Corsara"**Isola di Spargi Arcipelago della Maddalena (SS) Italia*

Sistema completo OFF GRID ad idrogeno nell' Isola di Spargi in Italia. L'obiettivo è quello di fornire 500 W/h elettrici a servizio delle utenze di un museo. La fonte di energia è rappresentata da un sistema misto di pannelli fotovoltaici per una potenza installata di 7 kWp e da una mini turbina eolica per una potenza installata di 3 kWp. L'eccesso di energia elettrica prodotta e non consumata dalle utenze durante il giorno viene stoccata in un sistema ibrido idrogeno-batterie.

Con questa configurazione è stato possibile rendere autonoma l'area adibita a mostra permanente sull'isola dell'Arcipelago della Maddalena, non collegata per motivi logistici alla rete elettrica nazionale. Dal punto di vista dell'idrogeno il sistema sfrutta l'acqua piovana, appositamente raccolta, per la reazione di elettrolisi tramite il sistema completo H2home di CTS H2. L'idrogeno così prodotto viene stoccato nell'apposito serbatoio e successivamente ritrasformato in energia elettrica nelle ore notturne (o quando il solare e/o l'eolico non producono a sufficienza). Con il sistema si alimentano un frigorifero, delle luci interne ed esterne e un pc.



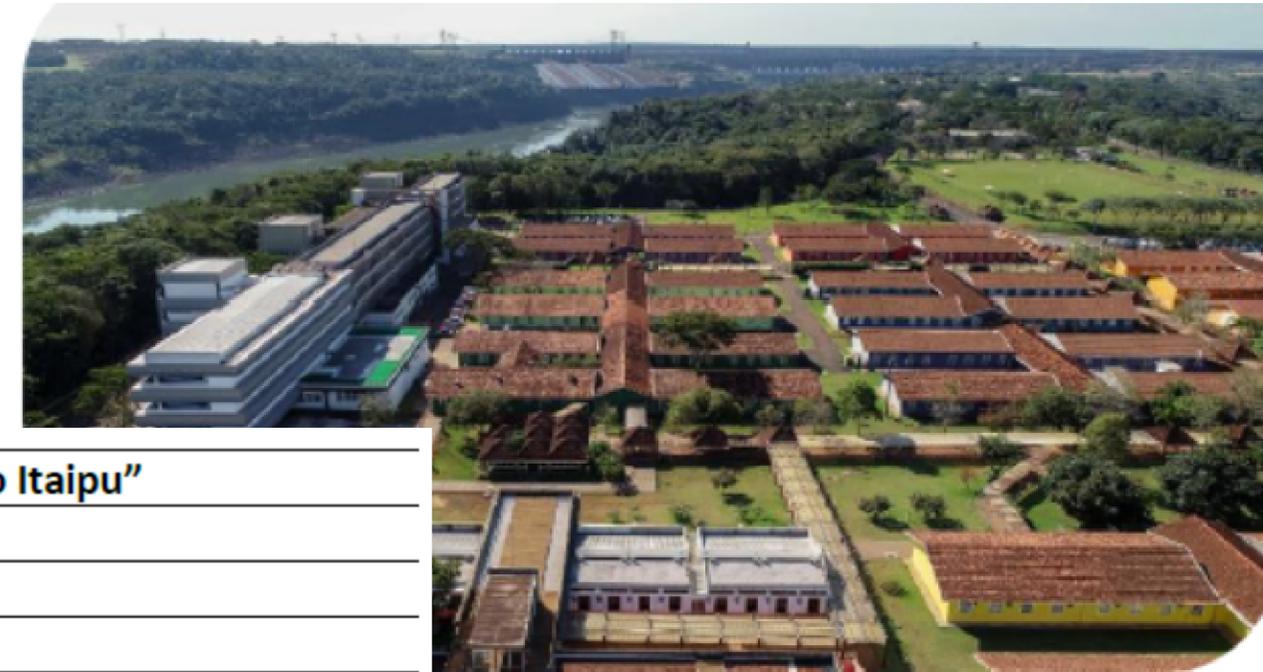
Caratteristiche tecniche "Casa Cala Corsara"	
Electrolyser	0,5 kW
Fuel Cell	500 W
Storage H2	11,25 kWh
Pressure H2	30 bar
PV	7 kWp
Eolico	3 kWp



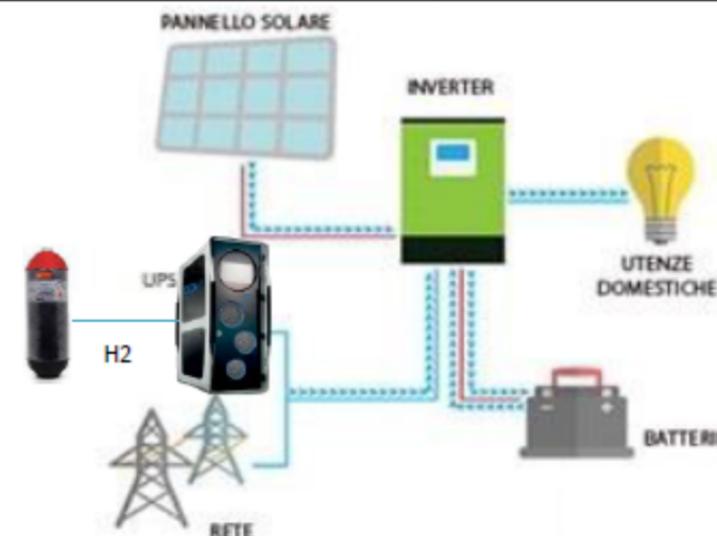
**CASO 12:***PTI Parque Tecnológico Itaipu - Foz do Iguaçu - Brasile*

Sistema UPS ad idrogeno da 6 kWh presso PTI (Polo Tecnologico Itaipu) Brasile. L'obiettivo del sistema è quello di garantire un gruppo di continuità a servizio del laboratorio tecnico. Il progetto prevedeva la sostituzione degli UPS convenzionali con uno ad idrogeno per dimostrarne l'operatività e fattibilità. In queste aree i blackout sono molto frequenti per cui c'è molta richiesta di UPS. Il sistema ad idrogeno rispetto al convenzionale comporta spese di manutenzione ridotte se opportunamente dimensionato in funzione delle ore necessarie per il ripristino della rete elettrica. Grazie ad uno stoccaggio di idrogeno esterno, in bombole per un totale di 800 lt, è possibile garantire la copertura di un blackout fino a 5 ore continue. Tramite questo sistema UPS è stato dimostrato che si può stoccare l'energia elettrica sotto forma di idrogeno a 35 bar (compressore a 200 bar tramite compressore) da acqua piovana e con elevata purezza (pari al 99,95% senza post-purificazione), per poi riconvertirlo in energia elettrica all'occorrenza.

Inoltre, è stata installata una Fuel Cell Test Station, con l'obiettivo didattico di permettere agli studenti di poter testare membrane per diverse Fuel Cell PEM.

**Caratteristiche tecniche "Parque Tecnológico Itaipu"**

Electrolyser	25 kW
Fuel Cell	6 kW
Storage H2 a 200 bar	50 kWh
Pressure H2 da elettrolizzatore	35 bar



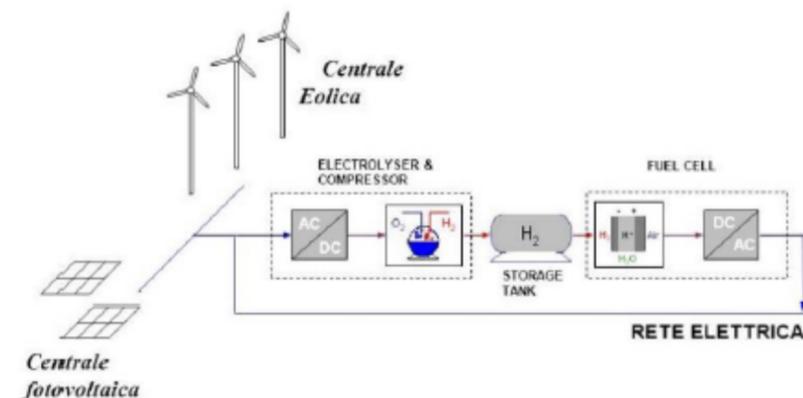
**CASO 13:**

*Sistema di accumulo elettrico eolico solare regione di Nitra, distretto di Komárno, Kolárovo Slovacchia*

Storage ad idrogeno di 180 kWh realizzato in Slovacchia. L'obiettivo è stato quello di poter immagazzinare la parte di energia prodotta da un parco ibrido Eolico/Fotovoltaico, che la rete non è in grado di accettare per eccessivo carico, per poi rivenderla successivamente alla stessa rete quando invece la richiede. Quindi la finalità dell'imprenditore è stata quella di recuperare tutta l'energia elettrica proveniente dal parco energetico, stoccandola sotto forma di idrogeno, evitando la sua dispersione a terra per sovraccarico. Il sistema oltre ad agire come bilanciatore di rete (grid balancing), permette di ottimizzare il guadagno, vendendo l'energia elettrica ad un prezzo più alto nel momento in cui c'è una forte richiesta. Il delta prezzo ottenuto in questo modo ha permesso di poter ottenere un piano di rientro dell'impianto al di là delle più rosee aspettative.



Caratteristiche tecniche Green Projekt Kolarovo	
Electrolyser	10 kW
Fuel Cell	10 kW
Storage	180 kWh
Pressure	30 bar
PV	50 kWp
Eolico	200 kWp

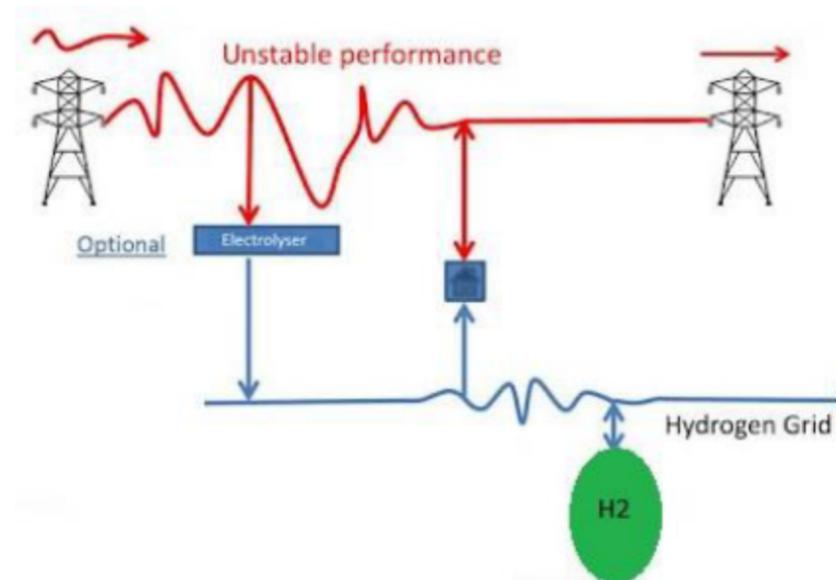


**CASO 14:***Elettrolizzatore che funge per la rete da Grid Balancing - Bangladesh*

Impianto realizzato in Bangladesh, per sottostazione di trasformazione. L'obiettivo dell'impianto è di dimostrare la fattibilità del bilanciamento della rete (grid balancing) attraverso due elettrolizzatori alcalini da 4 Nm<sup>3</sup>/h ciascuno, 2 compressori a membrana per stoccare l'idrogeno in banchi da 8 bombole da 50 L a 150 bar. Gli impianti di elettrolisi e quelli di compressione sono stati inseriti in 2 container outdoor separati. Le bombole di accumulo con rampa in inox di connessione sono state poste esternamente al container dei compressori.

**Caratteristiche tecniche Grid Balancing**

Electrolyser	2 X 20 kW
Fuel Cell	5 kW
Storage at 150 bar	60 Nm <sup>3</sup>
Pressure at electrolyser	30 bar

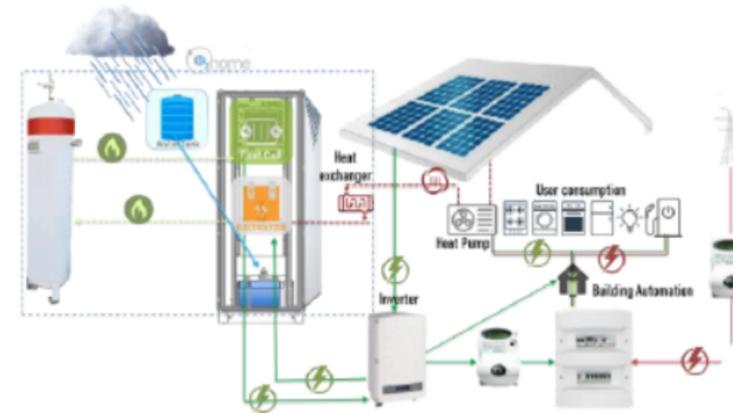


**CASO 15:***H2Home Storage idrogeno casa privata Conegliano - Italia*

L'obiettivo del sistema è stato quello di utilizzare tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico installato dall'utente e ridurre la bolletta energetica. L'utilizzo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili non coincide con la sua produzione. In questo caso lo stoccaggio avviene attraverso un sistema l'H2home "plug and play". Durante la produzione di energia elettrica dalla fonte rinnovabile il sistema elettronico domestico, completamente automatizzato, analizza i consumi delle utenze attive; se i consumi sono maggiori della produzione allora il surplus di energia richiesto viene fornito dalla Fuel Cell che trasforma l'idrogeno contenuto in un serbatoio esterno, in energia elettrica. Quando i consumi sono più bassi dell'energia prodotta dal fotovoltaico allora il surplus viene utilizzato per la produzione di idrogeno che viene stoccato nel serbatoio esterno. In caso di blackout, il sistema si avvia automaticamente producendo l'energia elettrica necessaria ad alimentare le principali utenze agendo anche da UPS.

**Caratteristiche tecniche H2home uso domestico**

Electrolyser	2,5 kW
Fuel Cell	3 kW
Storage	14 kWh
Pressure	35 bar
PV	6 kWp

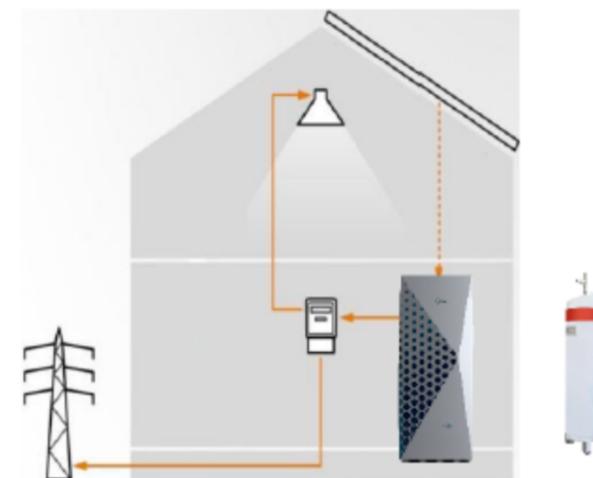


**CASO 16:***H2Home Storage idrogeno PMI impianti provincia di Treviso - Italia*

Il progetto nasce per stoccare una parte di energia sotto forma di idrogeno, prodotta dall'impianto posto sul tetto di un capannone industriale per poi riutilizzarla per l'illuminazione notturna. Il sistema completo di elettrolizzatore, bombola e fuel cell permette, partendo da semplice acqua piovana, di produrre idrogeno, stoccarlo in un serbatoio esterno alla pressione di 35 bar senza l'ausilio di compressori e di riconvertirlo in energia elettrica, per essere utilizzato nelle ore notturne alimentando l'impianto di illuminazione notturna del capannone.



Caratteristiche tecniche H2home uso domestico	
Electrolyser	2,5 kW
Fuel Cell	3 KW
Storage	14 kWh
Pressure	35 bar
PV	20 kWp



**CASO 17:**

*Project Green Hydrogen Battery Outdoor System , Isola di Aran baia di Galway  
- Irlanda*

Sistema completo outdoor che estrare l'idrogeno e lo accumula in apposite bombole in pressione, da semplice acqua piovana raccolta precedentemente, utilizzando l'energia elettrica prodotta da fotovoltaico. Successivamente poi l'idrogeno viene riconvertito in energia elettrica e termica utilizzando la tecnologia delle fuel cell senza combustione. Installabile anche in serie può soddisfare le diverse esigenze di una comunità energetica ad impatto zero Co2. Il sistema può essere anche spostato in base alle esigenze (fiere, manifestazioni, rifugi, isole) in questo caso utilizzato a servizio di una struttura polifunzionale sull'isola di Aran in Irlanda e rientra nel progetto REACT Horizon (Renewable Energy for Self-Sustainable Island Communities).



Caratteristiche tecniche H2home uso domestico	
Electrolyser	5 kW
Fuel Cell	5 KW
Storage	34 kWh
Pressure	35 bar
PV	10 kWp



# Aspetti normativi

## Produzione in loco di idrogeno

La produzione centralizzata su larga scala dell'idrogeno da fonti fossili (e.g. gas naturale) è una pratica industriale ben consolidata, e le regolamentazioni che disciplinano la gestione dell'idrogeno sono il riflesso di questo. La tecnologia usata per la produzione di idrogeno da fonti fossili è il reforming, che prevede comunque emissioni di CO<sub>2</sub> e altri inquinanti, dovute all'utilizzo del combustibile fossile impiegato.

L'idrogeno, altresì, può anche essere prodotto da processi sostenibili basati su fonti di energia rinnovabili, aumentando ulteriormente, il grado di penetrazione delle rinnovabili stesse. La tecnologia principale per questo tipo di produzione dell'idrogeno è l'elettrolisi dell'acqua attraverso energia elettrica derivante da fonte rinnovabile. Tale tecnologia è facilmente scalabile e può operare efficientemente anche presso siti localizzati, per esempio in ambito residenziale e commerciale dove al continuo aumento di capacità installata per produzione di energia elettrica rinnovabile fa fronte il bisogno di accoppiare domanda e offerta di energia variabili nel tempo, così come il bisogno di garantire la stabilità della rete e la necessità di

ridurre le bollette di energia. Uno scenario nel quale l'idrogeno rappresenta un'importante "vettore" per accumulare energia da riconvertire in energia elettrica utilizzando celle a combustibile stazionarie della rete permettendo un auto consumo istantaneo dell'energia elettrica rinnovabile.

Ciò premesso, la produzione di idrogeno, in Italia è considerata un'attività industriale, indipendentemente dal metodo di produzione, anche quando viene prodotto con metodi a zero emissioni come l'elettrolisi dell'acqua. Di conseguenza, questo tipo di attività sarebbe permessa solo in aree designate come industriali o, con specifiche condizioni, in aree commerciali.

Molte procedure legali ed amministrative sono necessarie per ottenere l'approvazione per l'installazione di una unità di produzione di idrogeno:

- Piano di utilizzo del suolo, incluse le zone interdette: regolare l'utilizzo del suolo in maniera etica ed efficiente, prevenendo eventuali problemi
- Procedure di autorizzazione: richiesta ad un ente/autorità competente, per assicurare in anticipo che l'operazione proposta sarà confor-

me alle norme applicabili.

- Requisiti di autorizzazione: i requisiti legali (regolamenti e standard) per l'approvazione della produzione di idrogeno.

In realtà lo scenario Power-to-Power analizzato nel presente documento, potrebbe consentire di includere la parte di produzione di idrogeno verde da elettrolisi nel più ampio quadro normativo di "impianto di produzione elettrica alimentato da fonti rinnovabili" che, così come definito dal GSE – Gestore Sistemi Energetici, è l'insieme delle opere e delle apparecchiature, funzionalmente interconnesse, destinate alla conversione dell'energia rinnovabile in energia elettrica. Esso comprende in particolare:

- Le opere, compresi eventuali edifici e i macchinari che consentono l'utilizzo diretto oppure il trattamento della fonte rinnovabile e il suo successivo utilizzo per la produzione di energia elettrica
- I gruppi di generazione dell'energia elettrica, i servizi ausiliari di impianto, i trasformatori posti a monte del o dei punti di connessione alla rete elettrica, nonché i misuratori dell'energia elettrica funzionali alla quantificazione degli incentivi. Ove per interconnessione funzionale si intende

"l'utilizzo di opere, sistemi e componenti comuni finalizzati all'esercizio combinato e/o integrato degli stessi (ad esempio, la presenza di uno o più sistemi per il recupero del calore utile, condivisi tra i vari gruppi di generazione, costituisce un'interconnessione funzionale dei gruppi dal punto di vista termico; la presenza di uno o più vincoli elettrici che impediscono la gestione separata di ogni gruppo di generazione costituisce un'interconnessione funzionale dei gruppi dal punto di vista elettrico; la presenza di sistemi comuni per la captazione ed il trattamento del biogas costituisce un'interconnessione funzionale dal punto di vista operativo di utilizzo della fonte, etc.; la condivisione di un'unica rete di distribuzione dell'energia termica per impianti operanti in cogenerazione non è considerata interconnessione funzionale a patto che l'energia termica sia ceduta alla rete mediante scambiatori distinti per ciascun impianto)."

Per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili sono di seguito descritti i principali profili autorizzativi e i relativi riferimenti normativi su cui è incardinata la ripartizione di funzioni amministrative tra Stato, Regioni e enti locali:

- **Regime autorizzativo degli impianti di produzione di energia elettrica da FER** - I regimi autorizzativi per gli impianti di produzione di energia elettrica da FER sono disciplinati dal D.Lgs. n. 387/2003 e dal D.Lgs. n. 28/2011. Per i regimi autorizzativi semplificati (PAS e Comunicazione) l'ente di riferimento è il Comune. Per l'autorizzazione unica il procedimento amministrativo è quello previsto dall' art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003 e s.m.i. che attribuisce le funzioni alle Regioni per quasi tutte le tipologie di impianti (ad eccezione dei soli impianti a mare che sono di competenza statale). Le Regioni possono delegare le funzioni dell'autorizzazione unica alle Province.
- **Valutazione di impatto ambientale per gli impianti di produzione di energia elettrica da FER** - Le procedure di valutazione di impatto ambientale sono disciplinate dal D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i.. Per gli impianti di produzione di energia elettrica da FER soggetti a procedure di valutazione di impatto ambientale, le funzioni amministrative sono attribuite alle Regioni per quasi tutti i tipi impianti (sono di competenza dello Stato solo quelli a mare, gli impianti idroelettrici > 30 MW , impianti eolici per la

produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW e quelli termici superiori a 300 MW). Le Regioni possono delegare le proprie funzioni in materia di VIA alle Province.

Le soglie di potenza oltre le quali è necessario che gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili siano sottoposti ad Autorizzazione Unica, sono le seguenti:

**TABELLA 1**

Fonte/Tecnologia	Potenza (kW)
Eolico	> 60 kW
Fotovoltaico	> 20 kW
Biomasse	> 200 kW
Biogas	>250 kW

Al di sotto di tali soglie, gli impianti rientrano nel campo di applicazione della Procedura Autorizzativa Semplificata (PAS) o della Comunicazione al Comune, a seconda della tecnologia, della taglia e della potenza. Le Regioni hanno la facoltà di ampliare il campo di applicazione della PAS ad impianti di potenza fino a 1 MW.

Attualmente, il quadro generale per l'applicazione della Comunicazione al Comune e della PAS può essere così schematizzato per quel che concerne, ad esempio, il fotovoltaico

## TABELLA 2

Il servizio di Scambio Sul Posto (SSP) è applicabile ad impianti alimentati a FER fino a 20 kW, impianti alimentati da FER da 20 kW fino a 200 kW entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, impianti di cogenerazione ad alto rendimento fino a 200 kW. La verifica di assoggettabilità alla V.I.A. si applica:

- Agli impianti idroelettrici con potenza nominale installata superiore a 100 kW

- Agli impianti eolici di potenza nominale complessiva superiore a 1 MW;
- Agli impianti da fonti rinnovabili diversi da quelli di cui ai punti precedenti di potenza nominale complessiva superiore a 1 MW.

Gli esiti delle procedure di verifica di assoggettabilità o di V.I.A., comprensive, dove previsto, della Valutazione di Incidenza (V.I.) e di tutte le necessarie autorizzazioni in materia ambientale (articolo 26 D.Lgs. 152/2006), sono contenuti in provvedimenti espressi e motivati che confluiscono nella Conferenza dei Servizi.

Modalità operative/di installazione	Potenza (kW)	Procedura prevista
<b>Impianti aderenti o integrati nei tetti degli edifici</b> <i>Gli impianti devono avere la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda ed i loro componenti non devono modificare la sagoma degli edifici stessi. Inoltre, la superficie dell'impianto non deve essere superiore a quella del tetto sul quale viene realizzato e l'impianto non deve ricadere nel campo di applicazione del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (D.Lgs. 42/04 e s.m.i.)</i>	Qualsiasi	Comunicazione
<b>Impianti compatibili con il regime di Scambio sul Posto (SSP) non situati nei centri storici</b> <i>(zona A del P.R.G. comunale) realizzati su superfici esistenti o loro pertinenze</i>	**	Comunicazione
<b>Impianti con moduli sugli edifici con superficie complessiva non superiore a quella del tetto</b> <i>non ricadenti nei casi precedenti</i>	Qualsiasi	PAS
<b>Impianti al di sotto della soglia ex tab. A D.Lgs. 387/03</b> <i>non ricadenti nei casi precedenti</i>	0-20	PAS

In parziale coerenza con quanto sopraesposto, lo schema di "Decreto Legislativo Recante Attuazione della Direttiva 2018/2001/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 Dicembre 2018 sulla Promozione dell'uso dell'energia da Fonti Rinnovabili" attualmente all'esame del parlamento chiarisce all'art. 38 le procedure di autorizzazione per la realizzazione di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno. In particolare la realizzazione di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno è autorizzata secondo le procedure seguenti:

- la realizzazione di elettrolizzatori con potenza inferiore alla soglia di 10 MW, ovunque ubicati, è attività in edilizia libera e non richiede il rilascio di uno specifico titolo abilitativo, fatta salva l'acquisizione degli atti di assenso, dei pareri, delle autorizzazioni o nulla osta da parte degli enti territorialmente competenti in materia paesaggistica, ambientale, di sicurezza e di prevenzione degli incendi e del nulla osta alla connessione da parte del gestore della rete elettrica ovvero del gestore della rete del gas naturale
- gli elettrolizzatori e le infrastrutture connesse ubicati all'interno di aree industriali ovvero di aree ove sono situati impianti industriali anche non più operativi o in corso di dismissione, la cui realizzazione non comporti estensione delle aree stesse, né aumento degli ingombri in altezza rispetto alla situazione esistente e che non richiedano una variante agli strumenti urbanistici adottati, sono autorizzati mediante la procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- gli elettrolizzatori stand-alone e le infrastrutture connesse non ricadenti nelle tipologie di cui ai precedenti due punti sono autorizzati tramite un'autorizzazione unica rilasciata: i) dal Ministero della transizione ecologica tramite il procedimento unico ambientale di cui all'articolo 27 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152, qualora tali progetti siano sottoposti a valutazione di impatto ambientale di competenza statale sulla base delle soglie individuate dall'Allegato 2 alla parte seconda del predetto decreto legislativo; ii) dalla Regione o Provincia Autonoma territorialmente competente nei casi diversi da quelli di cui alla precedente lettera i);
- gli elettrolizzatori da realizzare in connessione a impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili sono autorizzati nell'ambito dell'autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, rilasciata: i) dal Ministero della transizione ecologica qualora funzionali a impianti di potenza superiore ai 300 MW termici o ad impianti di produzione di energia elettrica off-shore; ii) dalla Regione o Provincia Autonoma territorialmente competente nei casi diversi da quelli di cui alla precedente lettera i).

# Stoccaggio in loco

L'accumulo (o stoccaggio) di idrogeno è una tema chiave per la diffusione delle tecnologie dell'idrogeno e delle celle a combustibile per la generazione stazionaria di energia elettrica. Come accumulare l'idrogeno in modo efficiente, economico e sicuro è una delle sfide da superare per accelerare la diffusione dell'idrogeno verde.

Attualmente esistono diverse modalità di accumulo dell'idrogeno. Ai sistemi più classici e più diffusi quali idrogeno compresso e liquido, si affiancano nuovi processi ancora in fase di studio o di ingegnerizzazione quali assorbimento chimico (idruri metallici, ammoniacca, idrocarburi) e fisico (nanotubi) dell'idrogeno. Generalmente, ad oggi i sistemi più diffusi per applicazioni stazionarie sono i sistemi di stoccaggio di idrogeno gassoso che richiedono serbatoi di gas compresso, cioè serbatoi in grado di resistere a pressioni fino a 1000 bar.

Ad oggi Il Decreto Ministeriale del 23 ottobre 2018 "Regola tecnica di prevenzione degli incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di

distribuzione dell'idrogeno per autotrazione" è l'unica normativa nazionale che considera specificatamente l'applicazione dell'idrogeno. Tale Decreto, oltre a fornire indicazioni sulle distanze minime da rispettate, prevede che la pressione massima di stoccaggio sia pari a 1000 bar, ed il quantitativo massimo di idrogeno in deposito non superi 6000 Nm<sup>3</sup>. Gli stoccaggi devono essere progettati e realizzati in conformità alla regola dell'arte, ovvero conformi alla norma ISO 19884. I sopramenzionati limiti, diminuiscono nel caso di applicazioni in aree urbane: accumulo non superiore a 500 Nm<sup>3</sup> di gas e produzione in sito non superiore alla capacità di 50 Nm<sup>3</sup>/h.

Da quanto sopra esposto, è chiaro che il sopramenzionato Decreto non può essere esteso come riferimento per lo stoccaggio di idrogeno usi stazionario di tipo residenziale/commerciale, per i quali usi, tra l'altro, anche la pressione massima di stoccaggio richiesta è generalmente inferiore ai 700 bar richiesti per l'autotrazione. Le pressioni utilizzate e riportate negli esempi menzionati nei paragrafi precedenti, infatti, vanno da pressioni ambiente fino a max 200bar, pressioni già in uso per il metano. Potrebbe essere, altresì, interessante puntare ad uno stoccaggio sui 350bar, pressioni che possono essere utilizzate anche per ali-

mentare muletti, e/o veicoli per mobilità dolce.

Ai fini autorizzativi per gli usi in esame, si ritiene pertanto si ritiene, pertanto, opportuno far riferimento al D.P.R. 151/2011 che individua le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi e disciplina, per il deposito dei progetti, per l'esame dei progetti, per le visite tecniche, per l'approvazione di deroghe a specifiche normative, la verifica delle condizioni di sicurezza antincendio che, in base alla vigente normativa, sono attribuite alla competenza del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco. Le attività sottoposte ai controlli di prevenzione incendi, di cui al DPR 151/2011, si distinguono nelle categorie A, B e C, in relazione alla dimensione dell'impresa, al settore di attività, alla esistenza di specifiche regole tecniche, alle esigenze di tutela della pubblica incolumità.

Di seguito si riporta un estratto dell'elenco delle attività soggette alle visite ed ai controlli di prevenzione antincendio allegato al decreto di riferimento che individua le attività coerenti con lo scenario applicativo Power-to-Power.

### TABELLA 3

Gli enti ed i privati responsabili delle attività ricadenti nelle categorie B e C, sono tenuti a richiedere, con apposita istanza, al Comando l'esame dei progetti di nuovi impianti o costruzioni nonché dei progetti di modifiche da apportare a quelli esistenti, che comportino un aggravio delle preesistenti condizioni di sicurezza antincendio. Il Comando esamina i progetti ed entro trenta giorni può richiedere documentazio-

ne integrativa. Il Comando si pronuncia sulla conformità degli stessi alla normativa ed ai criteri tecnici di prevenzione incendi entro sessanta giorni dalla data di presentazione della documentazione completa. Gli enti e i privati responsabili delle attività ricadenti nelle categorie B e C possono richiedere al Comando l'esame preliminare della fattibilità dei progetti di particolare complessità, ai fini del rilascio del nulla osta di fattibilità.

Per la realizzazione degli impianti è necessario presentare al Comando l'istanza di autorizzazione mediante segnalazione certificata di inizio attività (SCIA). Entro sessanta giorni dal ricevimento dell'istanza, il Comando effettua controlli, attraverso visite tecniche, volti ad accertare il rispetto delle prescrizioni previste dalla normativa di prevenzione degli incendi.

Da quanto sopra esposto, si evince pertanto che per lo stoccaggio in situ si può far riferimento a gas infiammabili e che al di sotto dei limiti di deposito compressi di capacità geometrica inferiore a 0,75 mc non sono considerate attività soggette a controlli antincendio.

Attività	Categoria		
	A	B	C
<i>Stabilimenti ed impianti ove si producono e/o impiegano gas infiammabili e/o comburenti con quantità globali in ciclo superiori a 25 Nm<sup>3</sup>/h.</i>			Tutti
<i>Impianti di compressione o di decompressione dei gas infiammabili e/o comburenti con potenzialità superiore a 50 Nm<sup>3</sup>/h, con esclusione dei sistemi di riduzione del gas naturale inseriti nelle reti di distribuzione con pressione di esercizio non superiore a 0,5 MPa</i>		Cabine di decompressione del gas naturale fino a 2,4 MPa	Tutti gli altri casi
<i>Depositi di gas infiammabili in serbatoi fissi:</i> a) <i>compressi per capacità geometrica complessiva superiore o uguale a 0,75 mc</i> b) <i>disciolti o liquefatti per capacità geometrica complessiva superiore o uguale a 0,3 mc</i>	Depositi di GPL fino a 5 mc	fino a 2 mc Depositi di gas diversi dal GPL fino a 5 mc Depositi di GPL da 5 mc fino a 13 mc.	oltre i 2 mc Depositi di gas diversi dal GPL oltre i 5 mc Depositi di GPL da 5 mc oltre i 13 mc.
<i>Depositi di gas comburenti compressi e/o liquefatti in serbatoi fissi e/o recipienti mobili per capacità geometrica complessiva superiore o uguale a 3 mc:</i>		fino a 10 mc	oltre a 10 mc

# Rete di trasporto e distribuzione

La crescente spinta della politica ambientale Europea sta creando le condizioni per la necessità di trasportare grandi quantità di idrogeno su grandi e medie distanze. Ciò spinge alla concreta necessità di sviluppare reti di trasporto e distribuzione basate su gasdotti che permettano il trasporto su grandi e medie distanze di idrogeno in quantità adeguate garantendo anche la fornitura in tempo reale (on-demand), in maniera simile a quanto oggi si fa con il gas naturale. Questo vale sia per la produzione centralizzata sia per possibili applicazioni di scenari Power-to-Power nell'ambito di distretti energetici.

In questo contesto sono di grande interesse le strutture già esistenti per il trasporto e distribuzione del gas naturale in cui l'idrogeno potrebbe essere trasportato in miscela gassosa. Tale miscela se distribuita nelle reti cittadine permetterebbe anche la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> civili (riscaldamento, cucina e acqua calda sanitaria). Studi recenti del US-DOE dimostrano che sulle lunghe distanze, a parità di potenza trasportata e distanza il costo del trasporto di energia per mezzo di idrogeno è circa 8 volte inferiore a quello del trasporto con rete elettrica.

La regolamentazione in europea in questo settore è carente, ma si sono attivati diversi tavoli tematici Europei (politici e tecnici) che si pongono lo scopo di definire regole comuni per il trasporto di idrogeno in Europa e da/per l'Europa (import/export).

Al momento, in assenza di una regolamentazione definita a livello europeo, si può far riferimento alle seguenti normative per il trasporto di H<sub>2</sub> nelle condotte in Italia:

- ASME B31.12 è l'unico standard internazionale disponibile per l'ingegneria dei sistemi di tubazioni dell'idrogeno. Questo standard ammette l'uso di acciaio con un grado superiore a X52 e i fattori di utilizzo dell'acciaio sono paragonabili a quelli dei gasdotti. L'infragilimento e la fatica dell'acciaio sono ampiamente trattati nella norma e le modalità per gestire questi fenomeni sono fornite nei metodi di progettazione: "Opzione A" e "Opzione B".
- Decreto del Presidente della Repubblica n. 151 del 2011 (DPR151/2011): le reti di trasporto di H<sub>2</sub> sono soggette ai controlli dei Vigili nel fuoco ricadendo nell'attività 6 del decreto: "Reti di trasporto e di distribuzione di gas infiammabili, compresi quelli di origine petro-

lifera o chimica, con esclusione delle reti di distribuzione e dei relativi impianti con pressione di esercizio non superiore a 0,5 Mpa" Anche in tal caso si può far riferimento alle categorie individuate nella seguente tabella, nonché all'iter precedentemente descritto.

**TABELLA 4**

Attività	Categoria		
	A	B	C
Reti di trasporto e di distribuzione di gas infiammabili, compresi quelli di origine petrolifera o chimica, con esclusione delle reti di distribuzione e dei relativi impianti con pressione di esercizio non superiore a 0,5 MPa	fino a 2,4 MPa limitatamente alle opere e gli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8.	oltre 2,4 MPa	

- ARERA 64/2020/R/Gas; quest'ultima stabilisce che il riferimento italiano per il contenuto massimo di idrogeno per l'immissione di Biometano nelle reti diviene la UNI/TS 11537 la quale indica un limite dell'1% con possibilità di incrementi secondo gli sviluppi normativi EU. L'idrogeno è in sostanza considerato "componente aggiuntivo in piccole tracce" e non "componente primario" come CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> e altri idrocarburi.
- DM 18/05/18, invece, pur non citando l'idrogeno direttamente come componente ammissibile (Tab.1) ne permette indirettamente la sua presenza (Cap. 5.2). L'accettabilità della miscela viene definita dalle caratteristiche chimico-fisiche: Potere Calorifico Superiore, Wobbe Index e Densità Relativa. Pertanto, si ritiene possibile utilizzare l'idrogeno in miscela di gas fintanto che queste caratteristiche risultano soddisfatte (es. fino a 10% di H<sub>2</sub> in vol nel Gas Naturale di provenienza dal nord Africa). Si segnala che è attualmente in corso l'aggiornamento del Decreto Ministeriale in questione.

Verosimilmente, previa analisi specifica, quanto valido per la rete di trasposto vale anche per la distribuzione. Riguardo ai gasdotti italiani, riferendoci alla norma ASME B31.12 è possibile asserire che il 70% dei gasdotti della rete di trasporto gas esistenti è compatibile anche con idrogeno puro (fonte SNAM).

In conclusione, la disponibilità di una rete di trasporto e distribuzione di H<sub>2</sub> (sia di nuova realizzazione sia da riconversione delle reti esistenti) rappresenta un tema chiave per lo sviluppo dell'idrogeno sia per usi centralizzati sia per possibili applicazioni di scenari Power-to-Power nell'ambito di distretti energetici; manca tuttavia una standardizzazione dei requisiti funzionali e tecnici definita a livello europeo.

# Proposte e suggerimenti

Con riferimento all'analisi sopra riportata emerge

- Necessità di differenziare l'uso residenziale e commerciale dell'idrogeno dall'uso industriale, dando così alla legislazione e alla pratica amministrativa la necessaria definizione;
- Necessità di definire specifiche procedure – sia in termini di iter autorizzativi che progettuali - distinte per processi di produzione di idrogeno (reforming, elettrolisi, gassificazione, ecc.), per scala dell'impianto, e per tecnologia di stoccaggio (idrogeno gassoso, idruri, etc.);
- Semplificare e velocizzare il processo di autorizzazione, diminuendo il numero dei permessi e delle autorità coinvolte, ad esempio istituendo uno Sportello Unico che consenta di gestire in maniera univoca permessi e valutazioni (valutazione del rischio e della sicurezza, valutazione ambientale, ecc.);
- Promuovere processi semplificati per impianti di stoccaggio e produzione di dimensioni ridotte e per impianti pilota per attività di ricerca ed innovazione;
- Inserire tali impianti grazie al bassissimo o nullo impatto ambientale Co2 zero in forme agevolative (es. TEE, Certificati verde, Carbon foot print, scambi ETF ecc.)

# Le comunità energetiche

I distretti energetici e i quartieri a energia positiva sono parte integrante di un approccio globale verso l'urbanizzazione sostenibile e la transizione energetica e coinvolge diversi aspetti legali, normativi, spaziali, tecnologici, sociali ed economici. In questo contesto le comunità energetiche rappresentano uno strumento in grado di supportare tale transizione attraverso il coinvolgimento di cittadini, attività commerciali e imprese del territorio, che saranno in grado di produrre, consumare e scambiare energia in un'ottica di autoconsumo e collaborazione.

Al livello italiano, per anticipare il completo recepimento della Direttiva UE RED II (Renewable Energy Directive) e per sperimentare le ricadute degli schemi di Autoconsumo Collettivo e delle Comunità di Energia Rinnovabile, il 28 febbraio 2020 è stata promulgata la Legge 8 che converte in legge il D.L. n. 162 del 30 dicembre 2019 (noto anche come Decreto Milleproroghe).

Con la delibera 318/2020/R/e al., l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) disciplina le modalità e la regolazione economica relative

all'energia elettrica oggetto di condivisione in edifici o condomini (autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente) oppure nell'ambito di comunità di energia rinnovabile.

In particolare, la delibera ARERA conferma un modello regolatorio virtuale che consente di riconoscere sul piano economico i benefici, ove presenti, derivanti dal consumo in sito dell'energia elettrica localmente prodotta. Tale modello regolatorio "virtuale" prevede che il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), erogando il "servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa per l'autoconsumo" (c.d.: servizio di energia condivisa), restituisca alcuni importi unitari forfetari con riferimento alla quantità di energia elettrica condivisa relativa al "gruppo di autoconsumatori da fonti rinnovabili che agiscono collettivamente" o alla "comunità di energia rinnovabile", al fine di valorizzazione l'energia elettrica condivisa tenendo conto di una stima della riduzione dei costi imputabili all'autoconsumo

Lo scorso 4 Novembre il Consiglio Dei Ministri ha approvato lo Schema di decreto legislativo n.292 recante attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili,

eliminando alcune limitazioni che ad oggi frenavano la diffusione e l'attuazione dei modelli di comunità energetica ed autoconsumo. Le principali novità riguardano: (i) la soglia per gli impianti rinnovabili che possono essere utilizzati nelle REC viene elevata a 1 MW rispetto ai 200 kW fissati dal modello transitorio attualmente in vigore; il perimetro di applicazione delle REC che viene spostato dalla cabina secondaria alla cabina primaria, lasciando quindi spazio per la costituzione di comunità di un diverso ordine di grandezza

Permangono, tuttavia, alcune limitazioni relative alla:

- Possibilità di garantire ed incentivare meccanismi di autoconsumo "fisico" e non solo "virtuale" dell'energia prodotta.
- Possibilità di comprendere tra le tecnologie ammesse quelle con alto carattere di sostenibilità e di innovazione (es. reti di teleriscaldamento già presenti sul territorio, sistemi di FUEL CELL)

Con riferimento a quest'ultimo punto, *riconoscendo alla tecnologia a celle a combustibile un profilo di efficienza e di emissioni di assoluto pregio rispetto ai sistemi tradizionali, si suggerisce di valutare l'inserimento di questa tecnologia fra quelle ammesse per la realizzazione delle comunità energetiche.* Tali tecnologie,

tra l'altro, sono già individuati quali interventi trainanti previsti dal Superbonus 110% All.I decreto-legge 19 maggio 2020, n. 34, convertito in legge 17 luglio 2020, n. 77.

Appare ancora più evidente è la possibilità di aprire le comunità energetiche all'utilizzo di celle a combustibile in virtù anche della loro caratteristica ad essere alimentate da bio-combustibili o idrogeno verde (anche autoprodotta).

Proprio l'utilizzo di idrogeno verde in uno scenario Power-to-Power (PTP), ovvero autoprodotta da sistemi rinnovabili (es. fotovoltaico, eolico), rappresenta un valido strumento, nel medio/lungo periodo, per stoccare energia, rendere il sistema resiliente e sostenibile, in linea con le direttive europee (fit-for-55), in particolare dal periodo 2030-2050. Il principale ostacolo per queste comunità è, oggi, l'approvvigionamento di idrogeno verde, se acquistato, o il costo di acquisto e gestione del sistema di elettrolisi e accumulo. In tal senso occorre prevedere un piano di incentivi dedicato a sostenere lo sviluppo e la diffu-

sione di sistemi PTP.

Anche l'estensione del concetto di comunità energetica ad un distretto industriale, aumentando quindi le potenze in gioco e potendo passare ad una cabina primaria, può rappresentare una interessante opportunità per la diffusione dei sistemi a fuel cell anche nella loro configurazione PTP, nella quale sicuramente i costi iniziali legati alle tecnologie di accumulo e produzione di idrogeno non potrebbero rappresentare uno scoglio all'adozione di tale tecnologia.

# Conclusioni

Il settore degli edifici e delle costruzioni è responsabile del 40 % dei consumi di energia e del 36% delle emissioni di CO<sub>2</sub> in Europa. L'idrogeno contribuirà a realizzare edifici a emissioni zero e a implementare soluzioni efficienti per l'ambiente costruito. Sono diverse le soluzioni tecnologiche disponibili sul mercato ed è forte l'impegno importante da parte delle imprese a fornire sistemi pronti per essere installati e commercializzati oggi.

La spinta verso la creazione di *hydrogen valley* e la concreta realizzazione di sperimentazioni industriali permetteranno anche in Italia di implementare tutta la filiera dell'idrogeno dalla produzione sino ai suoi utilizzi in diversi ambiti.

H2IT è convinta che l'idrogeno avrà un ruolo chiave nella diminuzione delle emissioni e nell'aumento dell'efficienza dell'ambiente costruito e possa essere un'occasione per una filiera tecnologica italiana che è già pronta a fornire soluzioni, applicazioni e componenti.

H2IT ritiene che la discussione portata avanti in queste pagine metta in luce l'importanza di considerare sin da subito le tecnologie a idrogeno, ed in particolare quelle delle celle a combustibile, nella legislazione e nella normativa, per preparare ad accogliere l'installazione di tali sistemi nel prossimo futuro.

La diffusione di queste tecnologie è quindi strettamente legata alla costruzione di schemi legislativi e a procedure autorizzative adeguate che inquadrino nella maniera corretta tali sistemi.

L'intento del presente Report è quello di fornire una base di discussione con enti di riferimento che sono tenuti a elaborare schemi normativi e a divulgare l'importante ruolo che le tecnologie a idrogeno possono avere nella transizione energetica del nostro paese e dell'intero pianeta.



H2

H2