



Ricerca di Sistema elettrico

# Power-to-Gas: stato dell'arte e definizione delle configurazioni più idonee nel contesto italiano

Claudia Bassano, Paolo Deiana, Filippo Donato

## POWER-TO-GAS: STATO DELL'ARTE E DEFINIZIONE DELLE CONFIGURAZIONI PIÙ IDONEE NEL CONTESTO ITALIANO

Claudia Bassano, Paolo Deiana, Filippo Donato ENEA

Dicembre 2019

### Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Tema 1.2 – Sistemi di accumulo, compresi power to gas, e relative interfacce con le reti

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - I Annualità

Work Package 3: "Power to Gas" (P2G)

Linea di attività LA3.1 Power-to-Gas: stato dell'arte e definizione delle configurazioni più idonee nel contesto italiano

Responsabile del Progetto: Giulia Monteleone, ENEA

Responsabile del Work package: Eugenio Giacomazzi, ENEA

## Indice

SOMMARIO .....	4
1 INTRODUZIONE .....	5
1.1 SCENARIO ENERGETICO EUROPEO .....	5
1.2 IL PNIEC E LO SCENARIO ENERGETICO ITALIANO .....	7
1.2.1 <i>Il Power To Gas ed il PNIEC</i> .....	8
1.3 LE TECNOLOGIE DI ENERGY STORAGE .....	10
1.4 IL SECTOR COUPLING .....	11
2 LE TECNOLOGIE POWER TO GAS .....	13
2.1 IL POWER TO HYDROGEN .....	13
2.2 IL POWER TO METHANE .....	14
2.3 MOTIVAZIONI ALLO SVILUPPO DEL POWER TO GAS .....	15
2.4 STIME DELLO SVILUPPO DEL POWER TO GAS IN DIFFERENTI STUDI .....	17
2.4.1 <i>Documento di Descrizione degli Scenari Terna – Snam (DDS) 2019</i> .....	17
2.4.2 <i>TYNDP 2020 Scenario Report ENTSOe ed ENTOg</i> .....	18
2.4.3 <i>Piano Nazionale di Sviluppo – Mobilità Idrogeno Italia 2019</i> .....	19
3 STATO DELL'ARTE .....	20
3.1 LA PRODUZIONE E LO STOCCAGGIO DELL'IDROGENO .....	21
3.1.1 <i>Elettrolizzatore con membrana a scambio protonico</i> .....	21
3.1.2 <i>L'elettrolizzatore a membrana (PEM)</i> .....	22
3.1.3 <i>Celle elettrolitiche a ossido solido (SOEC)</i> .....	22
3.2 LA METANAZIONE CATALITICA E BIOLOGICA .....	23
3.2.1 <i>La metanazione catalitica</i> .....	23
3.2.2 <i>La metanazione biologica</i> .....	23
3.2.3 <i>Le fonti di CO<sub>2</sub></i> .....	24
3.3 IMPIANTI E PROGETTI IN EUROPA E IN ITALIA .....	25
3.3.1 <i>Etogas &amp; Audi</i> .....	26
3.3.2 <i>STORE&amp;GO</i> .....	26
3.3.3 <i>Jupiter</i> .....	28
3.3.4 <i>BioCat – Elettroachea</i> .....	28
3.3.5 <i>REFHYNE</i> .....	29
3.3.6 <i>HyBalance</i> .....	29
4 POSSIBILI CONFIGURAZIONI PIÙ IDONEE NEL CONTESTO ITALIANO.....	31
4.1 FILIERA POWER TO HYDROGEN.....	32
4.2 FILIERA POWER TO METHANE.....	33
5 CONCLUSIONI.....	34
6 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI .....	35
7 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI .....	36

## Sommario

Il Power to Gas (PtG) consente la conversione di energia elettrica in energia chimica accumulata sotto forma di idrogeno gassoso, nella variante PtH – Power to Hydrogen, prodotto attraverso l'elettrolisi dell'acqua oppure in una seconda opzione, nota PtM – Power to Methane, come sotto forma di metano sintetico, ottenuto dalla reazione di metanazione alimentata dall'idrogeno sopraccitato e da anidride carbonica o gas che la contengono in percentuali più o meno elevate (biogas, syngas da gassificazione o da effluenti industriali, gas di suolo, fino all'aria atmosferica).

Nel caso in cui l'energia elettrica utilizzata è proveniente da fonti rinnovabili l'idrogeno prodotto è di fatto un gas rinnovabile. Nel caso in cui anche l'anidride carbonica (o il gas che la contiene) è di origine rinnovabile anche il metano prodotto è un gas rinnovabile. Non dà luogo a emissioni climalteranti nel lungo periodo in quanto utilizza carbonio proveniente dal ciclo biologico e dall'atmosfera.

Le analisi di scenario per i sistemi energetici dei prossimi decenni prevedono un progressivo aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili. Affinché questo sia possibile è necessario integrare nel sistema elettrico opportune tecnologie di accumulo su differenti scale temporali. Il PtG rappresenta una delle possibili tecnologie utilizzabili per l'accumulo stagionale su larga scala.

Il Documento di Descrizione degli Scenari Terna – Snam (DDS) 2019 evidenzia un ruolo crescente dei gas verdi e decarbonizzati, prevedendo una domanda al 2040 di 18,5 miliardi m<sup>3</sup> nello scenario CEN (Centralizzato), coprendo circa il 24% della domanda complessiva di gas ed a 13,2 miliardi m<sup>3</sup> nello scenario DEC (Decentralizzato).

Il presente rapporto a valle di un'introduzione sugli scenari energetici futuri, fornisce una descrizione delle tecnologie PtG che in realtà non sono costituite da una singola tecnologia, bensì dall'integrazione sinergica di più processi e tecnologie con diverse varianti legate anche all'utilizzo finale. La trasformazione da energia elettrica allo stoccaggio sotto forma di combustibile gassoso avviene attraverso più passaggi. Tra questi si annoverano: la produzione, l'accumulo e l'utilizzo di idrogeno, la cattura e la separazione dell'anidride carbonica necessaria per i processi di metanazione (che possono essere sia catalitici che biologici), il trattamento e la purificazione dei flussi in ingresso ed in uscita, la compressione e l'immissione in rete. Segue uno stato dell'arte e l'inventario dei progetti e delle principali realizzazioni a livello europeo.

Il lavoro si conclude con la descrizione di alcune possibili applicazioni per il contesto italiano e con una serie di indicazioni per futuri sviluppi. Alcune priorità son fin d'ora individuate. Certamente la ricerca nei prossimi anni si dovrà indirizzare verso il miglioramento delle prestazioni e dei costi degli elettrolizzatori, oltre che verso l'iniezione controllata di quantità crescenti di idrogeno all'interno delle reti gas. Se alimentata da quantità sempre maggiori di rinnovabili la tecnologia PtG consente la decarbonizzazione dei settori di uso finale e fornisce i meccanismi stagionali per immagazzinare, trasportare e distribuire energia anche su lunga distanza. Questa peculiarità risulta vantaggiosa per il contesto energetico italiano nel quale si prevede un incremento di produzione di energie rinnovabili (eolico e fotovoltaico) localizzato al Sud mentre il consumo industriale è localizzato principalmente al Nord. Un ulteriore valore aggiunto, legato al sector coupling dei settori elettrico e gas, è quello relativo all'utilizzo di importanti asset preesistenti come la rete gas nazionale in grado già oggi di trasportare e immagazzinare notevoli quantità di energia in un'ottica di economicità e sicurezza degli approvvigionamenti che sarebbero sempre più locali e green.

## 1 Introduzione

Le analisi di scenario per i sistemi energetici dei prossimi decenni prevedono un progressivo aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili. Affinché questo sia possibile è necessario integrare nel sistema elettrico opportune tecnologie di accumulo su differenti scale temporali. Il Power To Gas (PtG) è ad oggi tra i pochi processi, insieme ai pompaggi (PHES), idonei ad un accumulo stagionale su larga scala. Il PtG non è in realtà una singola tecnologia, bensì l'azione sinergica di più processi/tecnologie. Il passaggio da energia elettrica allo stoccaggio sotto forma di combustibile gassoso avviene attraverso più passaggi. Tra questi si annoverano: produzione, accumulo ed utilizzo di idrogeno, cattura e separazione della CO<sub>2</sub> necessaria per eventuali processi di metanazione (catalitici e/o biologici), trattamento e purificazione dei flussi in ingresso ed uscita, compressione ed immissione in rete. Ciascuno di questi stadi può essere implementato con diverse configurazioni impiantistiche e differenti livelli d'integrazione.

In quest'ambito il contributo della ricerca è fondamentale per poter analizzare e studiare l'implementazione delle tecnologie costituenti la filiera Power To Gas, che pur presentando un elevato grado di maturità commerciale vengono implementate nel contesto del sector coupling. Aspetti da definire ed affrontare riguardano la normativa e la regolamentazione di un nuovo sistema energetico che vede l'accoppiamento della rete elettrica con la rete gas, con la comparsa di nuovi attori e di nuovi vettori energetici come l'idrogeno anche in miscele.

### 1.1 Scenario energetico Europeo

I recenti sviluppi della politica energetica europea sono indirizzati ad aiutare la transizione dell'Europa verso un sistema energetico decarbonizzato. I 28 Stati membri dell'UE hanno firmato e ratificato la Conferenza delle Parti (COP21) Accordo di Parigi per mantenere il riscaldamento globale "ben al di sotto 2 gradi Celsius sopra i livelli preindustriali e a proseguire gli sforzi per limitare anche l'aumento della temperatura oltre 1,5 gradi Celsius". Questa transizione trasformerà radicalmente il modo in cui la UE genera, distribuisce, immagazzina e consuma l'energia. Richiederà pertanto un profondo cambiamento nella mobilità e dei sistemi di generazione, consumo e trasporto dell'energia sia termica che elettrica.

Già a partire dal 2011, nel documento "**Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050**", la Commissione Europea ha formulato l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas clima-alteranti (GHG) tra l'80% e il 95% al 2050 rispetto a quelle del 1990. Obiettivi ancora più stringenti sono stati inseriti nella **Vision al 2050**<sup>1</sup> preparata dalla Commissione nel 2018. Il documento, fa riferimento all'esigenza di approcciare il problema del cambiamento climatico affrontandolo dal punto di vista economico ancor prima che ecologico o ideologico: i disastri riconducibili a condizioni meteorologiche anomale e avverse nell'ultimo quinquennio hanno provocato alle casse europee spese quantificate in 283 miliardi di euro. Inoltre, spingere la transizione già in atto verso un modello di approvvigionamento energetico basato sulle rinnovabili, tagliando dal 55% al 20% il fabbisogno energetico coperto da combustibili fossili importati, consentirà di risparmiare 2-3 trilioni di euro dopo il 2030.

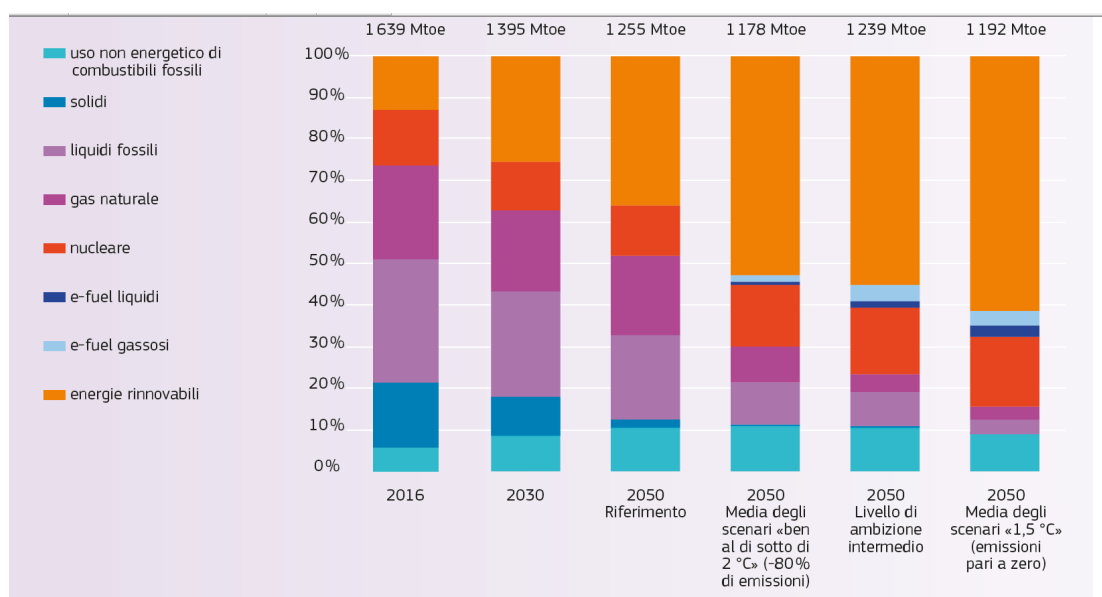
La visione 2050 dell'UE si basa sull'analisi dettagliata di otto percorsi delineando una nuova possibile economia futura. I percorsi indicati mirano a raggiungere differenti target di riduzione di gas serra entro il 2050, rispetto al 1990. I primi percorsi prevedono una riduzione superiore all'80 % mentre gli ultimi scenari individuati valutano come **sia possibile raggiungere entro il 2050 un livello di emissioni zero di gas serra**.

---

<sup>1</sup> Comunicazione della Commissione europea «Un pianeta pulito per tutti: visione strategica a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra entro il 2050» [COM (2018) 773 final]

Il raggiungimento della **neutralità climatica** implica il passaggio da un **modello economico lineare** basato sui combustibili fossili ad un **modello circolare neutrale** rispetto al carbonio. Implica una profonda trasformazione della società così come la conosciamo. Questo è un processo che porta sfide, ma soprattutto opportunità.

Secondo quanto delineato dalla **2050 Long-term Energy Strategy**, il settore elettrico è quello che richiede la quasi completa decarbonizzazione, questo risulta possibile attraverso la diffusione delle fonti rinnovabili (solare, eolico e combustibili verdi, ivi incluso idrogeno e biometano di origine sintetica e da biogas) e il ricorso alla Carbon Capture & Storage (CCS). In merito alla decarbonizzazione degli altri settori quali l'industria, il civile e i trasporti la riduzione delle emissioni può essere invece raggiunta attraverso l'implementazione di misure di efficienza energetica, nuovi combustibili (e.g. da carbone a combustibili a minor impatto ambientale, inclusi metano sintetico e idrogeno da Power-to-gas) e CCS [1].



**Figura 1. Consumo interno lordo di energia con scenari al 2050 secondo il documento UE Vision al 2050**

La Figura 1 indica il consumo di energia lorda suddiviso per fonti evidenziando come la maggior parte della fornitura di energia primaria dell'UE provverrà al 2050 da fonti di energia rinnovabili, questo consentirà di migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento.

La completa **decarbonizzazione del settore energetico** non risulta di facile attuazione, il livello di elettrificazione degli utenti finali potrebbe coprire al massimo il **60 %** [2] secondo uno studio di Eurelectric (2018), il restante gap va coperto mediante le tecnologie power-to-X, i biocarburanti e tutti gli altri combustibili e fonti come il geotermico, il solare termico e altre.

In effetti, la nuova strategia a lungo termine della UE dovrebbe affrontare alcune questioni particolarmente difficili come il modo di decarbonizzare i settori industriali, in particolare cemento e acciaio ad alta intensità di carbonio; come gestire gli usi finali energetici difficili da decarbonizzare, inclusi aviazione, trasporti a lunga distanza, spedizioni marittime e settore agricolo; e come integrare il rapporto crescente di energia rinnovabile variabile nel sistema energetico. Ultimo ma non meno importante, dovrà considerare il ruolo futuro del settore del gas nella decarbonizzazione a lungo termine.

Oltre a ciò la politica energetica europea si basa sul triplice intento di creare un sistema sostenibile, sicuro e competitivo e di basarsi sul principio di neutralità tecnologica nelle scelte di policy.

## 1.2 Il PNIEC e lo scenario energetico Italiano

La programmazione energetica nazionale attua e implementa gli indirizzi e gli atti di politica energetica adottati all'interno dell'Unione Europea. Per rispondere alle sfide determinate dai cambiamenti climatici e continuare a guidare la transizione energetica globale, la Commissione Europea ha proposto nel 2016 una serie di nuove e ambiziose regole denominate "Clean Energy Package for all Europeans" che delineano e definiscono dei target vincolanti previsti a livello europeo. Ogni Stato Membro li dovrà declinare mediante la stesura di un **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)** [3].

Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima rappresenta lo strumento con il quale ogni Stato membro, seguendo quanto la normativa europea ha definito, stabilisce i propri contributi agli obiettivi europei al 2030. Il Piano italiano è stato redatto congiuntamente dal Ministero dello Sviluppo Economico, dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti. Il PNIEC delinea 5 linee d'intervento, che si svilupperanno in maniera integrata: la decarbonizzazione, l'efficienza, la sicurezza energetica, lo sviluppo del mercato interno dell'energia, la ricerca dell'innovazione e della competitività. L'obiettivo è quello di accompagnare la transizione con una politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale.

I principali obiettivi e target chiave del PNIEC al 2030 possono essere così riassunti:

- ✓ Riduzione dei GHG rispetto 2005 per tutti i settori non ETS del 33%
- ✓ Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia del 30%
- ✓ Quota da FER elettriche al 55 % al 2030
- ✓ Efficienza energetica
- ✓ Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43%

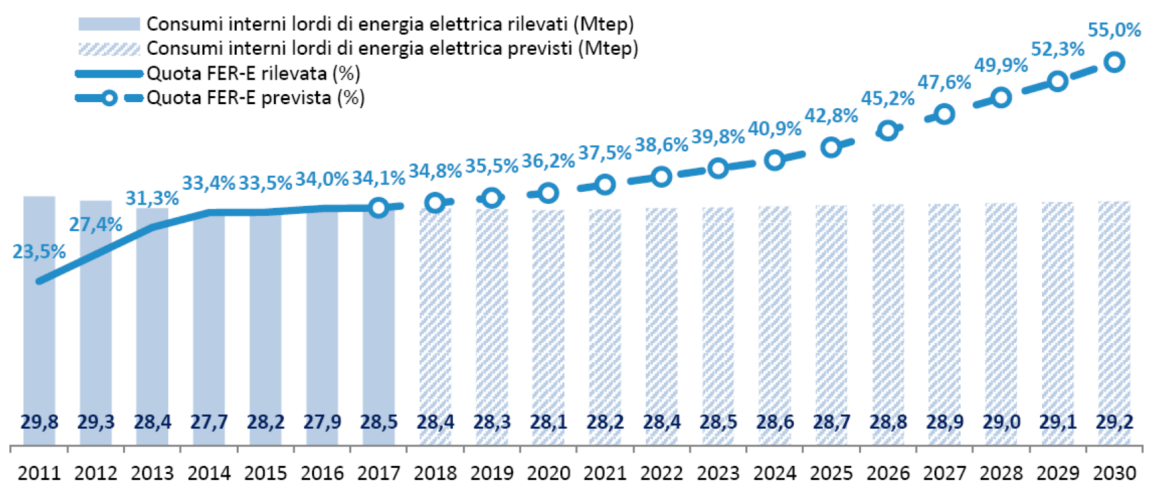


Figure 2. Traiettorie della quota FER elettrica [Fonte: PNIEC]

Come indicato in Figura 2 il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili al 2030 deriverà dal settore elettrico, che al 2030 raggiungerà 187 TWh di generazione da FER. Questo incremento sarà principalmente determinato da una forte penetrazione di fotovoltaico ed eolico. In quest'ottica il PNIEC individua gli strumenti per l'utilizzo della gestione della domanda e degli accumuli per migliorare flessibilità e sicurezza del sistema (elettrico, e di conseguenza, anche del gas). Tra gli strumenti delineati particolare rilievo

avranno gli accumuli, non solo in ottica sicurezza e flessibilità, ma anche per ridurre al minimo gli eccessi momentanei di produzione (overgeneration).

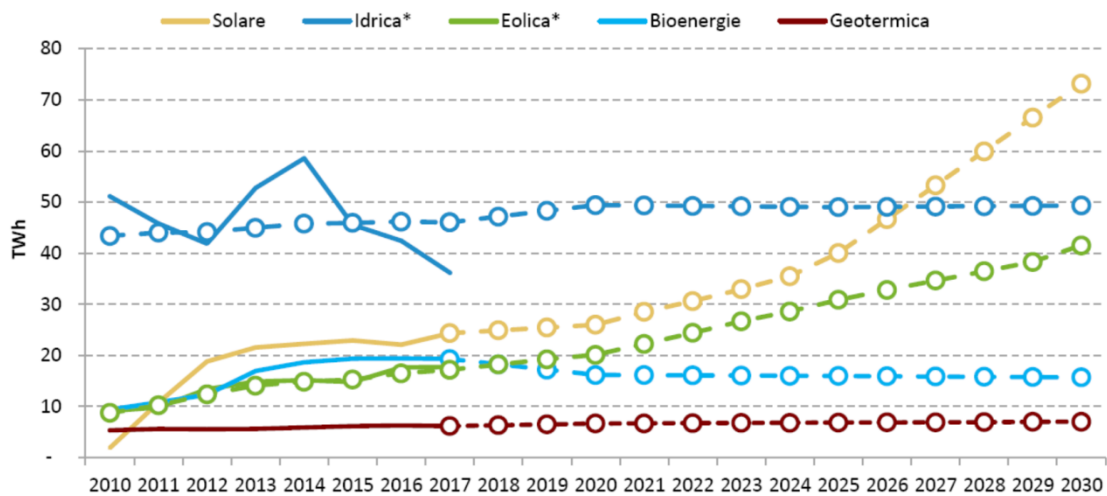


Figure 3. Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 [Fonte: PNIEC]

Il PNIEC accanto al pompaggio e all'accumulo elettrochimico, intende promuovere lo sviluppo di altre tecnologie che consentano l'accumulo di energia e/o l'integrazione con altri vettori. Come emerso dal processo di consultazione pubblica del PNIEC, il power to gas nelle sue varie declinazioni potrebbe rivestire un ruolo non trascurabile nel lungo termine.

Per il 2030 stime preliminari del PNIEC indicano un fabbisogno, funzionale anche a contenere l'overgeneration da rinnovabili intorno a 1 TWh, pari a circa 6.000 MW tra pompaggi ed elettrochimico a livello centralizzato, aggiuntivi agli accumuli distribuiti (a cui corrispondono circa 4.000 MW).

### 1.2.1 Il Power To Gas ed il PNIEC

Nel testo successivo vengono riportate le sezioni tratte dal PNIEC [3] nelle quali viene citata la tecnologia power to gas

#### 1. Dimensione sicurezza energetica

*Inoltre, per perseguire obiettivi di sicurezza e flessibilità si intende esplorare la possibilità di una crescente integrazione delle infrastrutture delle reti elettriche e a gas. In tale ambito sarà rilevante esplorare costi e benefici di soluzioni tecnologiche **power to gas**, che, specialmente nel lungo periodo consentano di assorbire eventuali asimmetrie tra la produzione elettrica rinnovabile, specialmente per alti livelli di penetrazione fotovoltaica, e la domanda di energia. Un contributo potrebbe essere fornito **dall'idrogeno**, anche per i consumi non elettrici.*

**Obiettivi nazionali per aumentare la flessibilità del sistema energetico nazionale, in particolare mediante lo sviluppo delle fonti energetiche interne, la gestione della domanda e lo stoccaggio**

*Di particolare interesse potrebbe essere **la sintesi di idrogeno a partire da elettricità rinnovabile in eccesso**, da impiegarsi a fini di accumulo o immissione nelle reti gas, anche previa metanazione. Si valuterà l'opportunità di avviare progetti pilota per sperimentare la funzionalità, convenienza e replicabilità di diverse soluzioni tecnologiche.*



Le infrastrutture rete gas e rete elettrica possono infatti giocare un ruolo determinante per garantire sicurezza e flessibilità al sistema elettrico italiano, per favorire l'integrazione delle nuove rinnovabili elettriche - ad esempio tramite il **power to gas** - e per lo sviluppo, il trasporto e lo stoccaggio dei gas rinnovabili come biometano e idrogeno.

In questo scenario è attesa una sempre maggiore interconnessione tra le due reti e una maggiore convergenza tra i piani di ricerca e sviluppo, nonché una crescente sinergia nella gestione operativa delle due infrastrutture.

---

## 2. Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività

**Obiettivi nazionali e di finanziamento per la ricerca e l'innovazione pubbliche e, se disponibili, private, relativamente all'Unione dell'energia nonché, se del caso, un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti**

Obiettivo 1) presidiare e sviluppare tecnologie di prodotto e di processo essenziali per la transizione energetica:

- sviluppo di componenti e sistemi per il fotovoltaico ad alta efficienza, che consenta di valorizzare meglio le aree occupate e fornire occasioni per nuova imprenditorialità; sviluppo di sistemi di accumulo, compresi termico, elettrochimico e **power to gas**, e relative interfacce con le reti, per garantire elevati livelli di penetrazione delle rinnovabili non programmabili;
- sviluppo di sistemi di accumulo **power to gas** finalizzati in particolare allo storage dell'eccesso di produzione da rinnovabili non programmabili mediante stoccaggio sicuro e affidabile di idrogeno in vettori energetici liquidi e gassosi

A seguito dell'intenso lavoro svolto dalla delegazione italiana nell'ambito dei working groups costituiti dal SET Plan per l'implementazione delle Azioni-chiave, si ritiene che le fonti rinnovabili - tra esse, il solare PV e CSP in particolare e, più in prospettiva, l'energia del mare (moto ondoso, maree e correnti), i sistemi per l'accumulo (compreso l'idrogeno e il **power to gas** e, più in generale, l'integrazione tra sistema elettrico e altri sistemi), i dispositivi d'impianto per la sicurezza del sistema elettrico, la mobilità elettrica, le bioraffinerie, i materiali, i processi e sistemi per l'efficienza energetica dell'industria e degli edifici rappresentino i temi su cui sussiste, nello stesso tempo, **un'adeguata presenza degli organismi di ricerca**, un interessante substrato industriale e un rilevante interesse di sistema, non solo per gli **obiettivi 2030** ma anche e soprattutto in una prospettiva di più lungo termine al **2050**.

---

È infine da ritenere di interesse stimolare la ricerca verso i potenziali benefici dell'integrazione dei sistemi elettrico e gas tramite lo sviluppo di **progetti pilota power to gas, power to hydrogen e gas to power**.

---

In futuro inoltre servirà fornire le basi per **l'integrazione dell'idrogeno nelle reti**. L'idrogeno, in particolare quello prodotto utilizzando energia elettrica da fonti rinnovabili, è ottenibile utilizzando tecnologie attualmente disponibili sul mercato e permette lo **sviluppo di soluzioni di accumulo innovative quali il power to gas**. Inoltre, l'immissione in rete di idrogeno senza destinazione specifica di uso può rappresentare una soluzione per rendere più sostenibili le reti esistenti e sfruttare l'infrastruttura del gas naturale. **La ricerca nei prossimi anni si dovrà indirizzare verso il miglioramento delle prestazioni e dei costi degli elettrolizzatori**, oltre che verso l'iniezione controllata di quantità crescenti di idrogeno all'interno delle reti gas.

Fondamentale diverrà **definire un quadro normativo e regolatorio chiaro** e certo al fine di favorire l'immissione di idrogeno nelle attuali infrastrutture gas, come ulteriore fonte energetica miscelata con il gas

naturale (tra l'altro implementando l'applicazione di sistemi di separazione selettivi dell'idrogeno, quali membrane), approfondire le implicazioni della sua immissione nel sistema stoccaggio e negli usi finali e prevedere eventuali misure di incentivazione sulle diverse opzioni tecnologiche volte a sviluppare la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili in sinergia con il settore elettrico e della bioenergia, o da zero emissioni come il methane cracking.

**Obbligo biocarburanti e altre rinnovabili in recepimento della RED II: 2022-2030**

Carburanti rinnovabili non biologici: prevedere per l'**idrogeno** un contributo realistico al **2030**, intorno **all'1% del target FER-Trasporti**, attraverso l'uso diretto in auto e autobus oltre che nei treni a idrogeno (per alcune tratte non elettrificate) o attraverso l'immissione nella rete del metano, in quanto, entro determinate soglie di miscelazione (secondo alcuni studi 5-15%), è possibile sfruttare le infrastrutture esistenti senza particolari interventi. Una indicazione di uso differenziato potrebbe essere 0,8% di immissione in rete gas tal quale o ritrasformato in metano e 0,2% per uso diretto in auto, bus e treni. Si prevede la promozione - a partire da attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione - della produzione e dell'utilizzo di idrogeno prodotto da elettricità rinnovabile.

**1.3 Le tecnologie di Energy Storage**

La strategia energetica europea delinea diversi percorsi per l'Unione europea per ottenere una riduzione delle emissioni di gas serra. Tutti gli scenari sviluppati dalla Commissione europea convergono su un elemento: la capacità di stoccaggio dovrà aumentare in modo significativo per consentire l'integrazione di quote più elevate di fonti energetiche rinnovabili variabili in un modo più rapido ed efficiente.

Lo stesso PNIEC a livello italiano evidenzia il bisogno di utilizzare e sviluppare tecnologie di accumulo energetico necessarie ad accompagnare la transizione energetica.

Ad esempio TERNA [4] riporta al 2030 per l'Italia 800 ore annue di overgeneration da fonti rinnovabili, per un totale di circa 5 TWh di energia in eccesso.

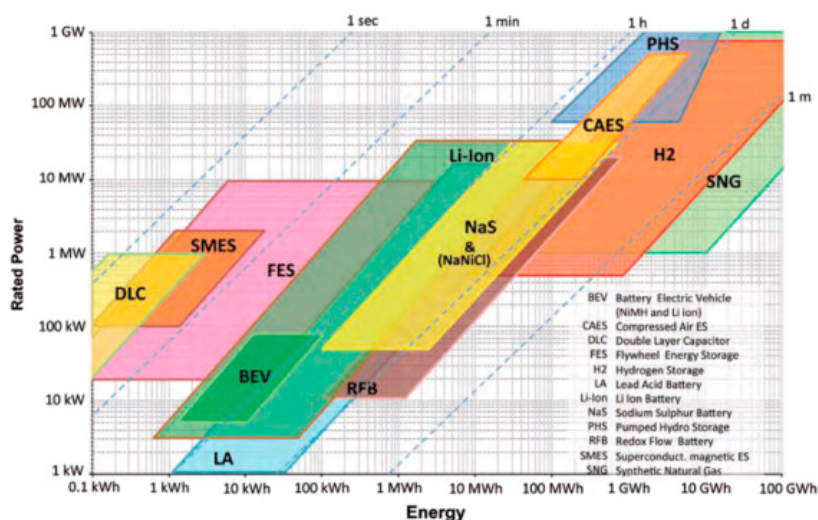


Figure 4 Confronto delle differenti tecnologie di Energy Storage [5]

Questo implica la necessità di adottare soluzioni tecnologiche che consentano di adeguarsi ad un sistema elettrico caratterizzato da una forte presenza di fonti rinnovabili (eolico, solare, biomasse, etc) che presentano la peculiarità di essere non programmabili nel tempo determinando congestioni e overgeneration.

In tale ambito si inseriscono i sistemi di accumulo o storage che immagazzinano il surplus di energia qualora la rete di trasmissione non risulti idonea a smaltire in sicurezza tutta la potenza generata dalle fonti rinnovabili non programmabili in una data zona del sistema elettrico.

Gli Energy Storage System (ESS) possono essere divisi in 5 principali categorie: chimica, elettrochimica, elettrica, meccanica, e accumulo di energia termica. I sistemi di accumulo di energia elettrica possono inoltre essere classificati in funzione della loro densità di energia (energia immagazzinata per unità di volume o massa) e alla loro potenza (quanto velocemente l'energia può essere erogata dal dispositivo).

Esistono molteplici tipologie di sistemi di accumulo, con maturità commerciale di differente livello, che si differenziano per l'applicazione ovvero possono fornire un servizio alla rete "in energia" (elevate autonomie) tipiche delle applicazioni di peak-shaving, oppure "in potenza" (elevate potenze per tempi brevi) adatti ad applicazioni di Power Quality.

I sistemi di accumulo si possono quindi distinguere in:

- Servizi Power-Intensive caratterizzati da brevi tempi di scarica (nell'ordine dei secondi / minuti), in grado di contribuire alla sicurezza e all'inerzia del sistema, quali servizi di regolazione di frequenza rapidi e ultra-rapidi
- Servizi Energy-Intensive caratterizzati da lunghi tempi di scarica (nell'ordine delle ore), quali il load shifting (accumulo nelle ore di overgeneration da FER e rilascio nelle ore ad elevato carico residuo - ad esempio rampa serale) e risoluzione delle congestioni di rete.

I due servizi di accumulo richiamati non sono esaustivi di tutti i sistemi necessari per gestire in modo operativamente ed economicamente ottimale il sistema elettrico. L'aumento della penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili nel mix di generazione impone anche una problematica di gestione della stagionalità di queste fonti. Se si pensa ad esempio alla generazione da impianti fotovoltaici, l'elettricità prodotta nella stagione estiva in Italia è circa il triplo di quanto prodotto in inverno. La possibilità di immagazzinare l'energia prodotta in estate per poi sfruttarla durante l'inverno sarebbe dunque una caratteristica particolarmente auspicabile per un sistema di accumulo.

Conseguentemente, a seconda del servizio di rete richiesto e delle condizioni territoriali occorre selezionare la tecnologia più adatta. Come evidenziato in Figura 4 il Power-To-Hydrogen ed il Power-To-Methane sono tra le poche tecnologie di accumulo che permettono lo stoccaggio di grandi quantità di energia per lunghi periodi.

## 1.4 Il Sector Coupling

Per Sector Coupling si intende l'integrazione tra le infrastrutture di approvvigionamento e distribuzione di energia e i diversi utilizzatori finali di energia <sup>2</sup>, si riferisce pertanto al collegamento delle infrastrutture di trasporto di energia elettrica e gas [6] e altri settori della domanda energetica come la mobilità, l'industria. Questo consente di aumentare la penetrazione delle fonti di energia rinnovabili, di decarbonizzare gli usi finali come i trasporti, l'industria (permettendo quindi un'incorporazione delle RES "elettriche" anche nei settori di difficile elettrificazione) di consentire lo stoccaggio stagionale dell'energia elettrica in eccesso (impossibile con batterie e pompaggi) e dall'altro il suo trasferimento spaziale su lunga distanza.

L'immagazzinamento dell'energia e l'integrazione delle reti avrebbero il potenziale per rendere la transizione energetica più rapida ed economica. Comune a tutte le analisi è la constatazione che molte tecnologie energetiche, infrastrutture e sistemi settoriali possono ottimizzare ulteriormente il loro contributo alla decarbonizzazione quando accoppiati/integrati, consentendo il miglior utilizzo possibile delle risorse disponibili.

---

<sup>2</sup> [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2018/626091/IPOL\\_STU\(2018\)626091\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2018/626091/IPOL_STU(2018)626091_EN.pdf)

L'accoppiamento tra le reti implica inoltre che l'azione in un settore dipende fortemente da altri settori. Ad esempio, la decarbonizzazione del riscaldamento tramite elettrificazione non avverrà a meno che la generazione di energia elettrica non si decarbonizzi. Questa integrazione si baserà sull'interdipendenza dei settori di trasformazione dell'energia (energia, riscaldamento, produzione di nuovi combustibili) con l'industria, la mobilità, il settore edilizio e altri usi energetici.

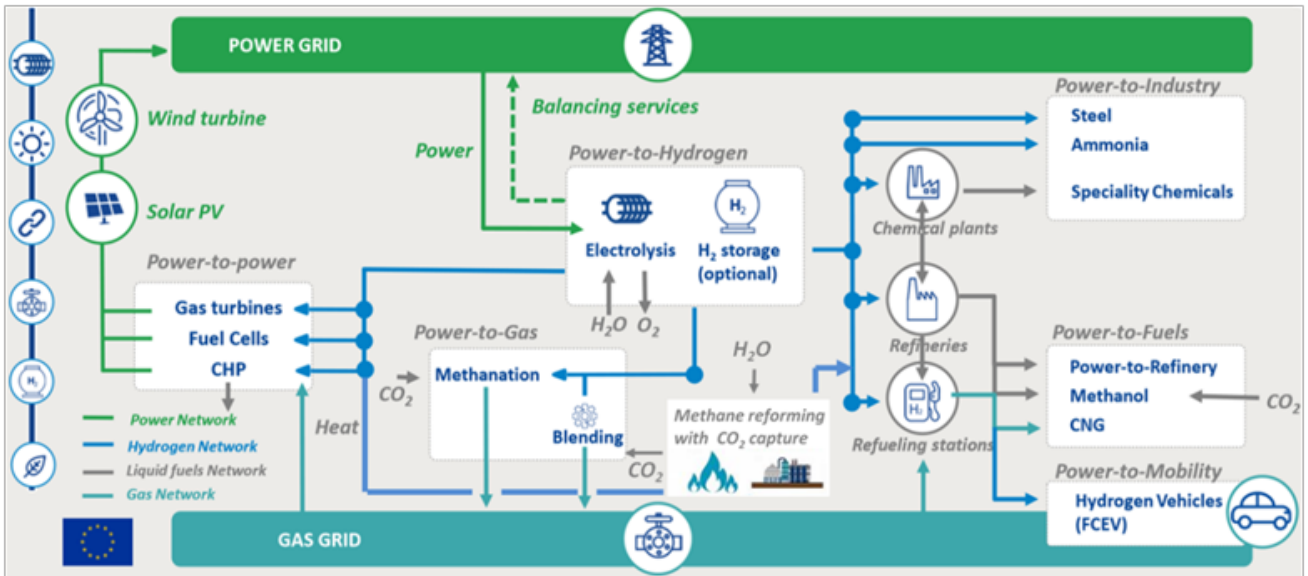


Figura 5. Il sector coupling (fonte FCH JU)

## 2 Le Tecnologie Power To Gas

Il PtG consente la conversione di energia elettrica in energia chimica accumulata sotto forma di idrogeno gassoso (PtH – Power to Hydrogen) prodotto attraverso l'elettrolisi dell'acqua oppure in una seconda opzione sotto forma di metano sintetico (PtM – Power to Methane) ottenuto dalla reazione di metanazione alimentata dall'idrogeno sopraccitato e da anidride carbonica o gas che la contengono in percentuali più o meno elevate (biogas, syngas da gassificazione o da effluenti industriali, gas di suolo, fino all'aria atmosferica).

L'obiettivo è di convertire energia elettrica rinnovabile a basso costo in un vettore energetico immagazzinabile a lungo termine. Un aspetto fondamentale da considerare è dunque il numero di ore annuali nelle quali è disponibile l'elettricità a basso costo. Tale disponibilità non può essere superiore nel contesto nazionale a 2200 ore/anno per l'eolico e a circa 1100 ore/anno per il fotovoltaico, pari ai fattori di capacità delle rispettive fonti. Questo pone una sfida sull'economicità del sistema e impone soluzioni impiantistiche che includono lo storage dell'idrogeno.

### 2.1 Il Power to Hydrogen

L'idrogeno prodotto può essere valorizzato localmente in un processo industriale, in una stazione di rifornimento destinata alla mobilità, essere immagazzinato in loco per essere successivamente riconvertito in elettricità con celle a combustibile. Infine, attuando un accoppiamento tra le diverse reti (sector coupling), l'idrogeno può essere iniettato direttamente nella rete del gas naturale, quest'ultimo aspetto tuttavia deve ancora essere sottoposto ad una attenta indagine conoscitiva sulla capacità dell'infrastruttura della rete gas di essere idonea a trasportare crescenti percentuali di idrogeno.

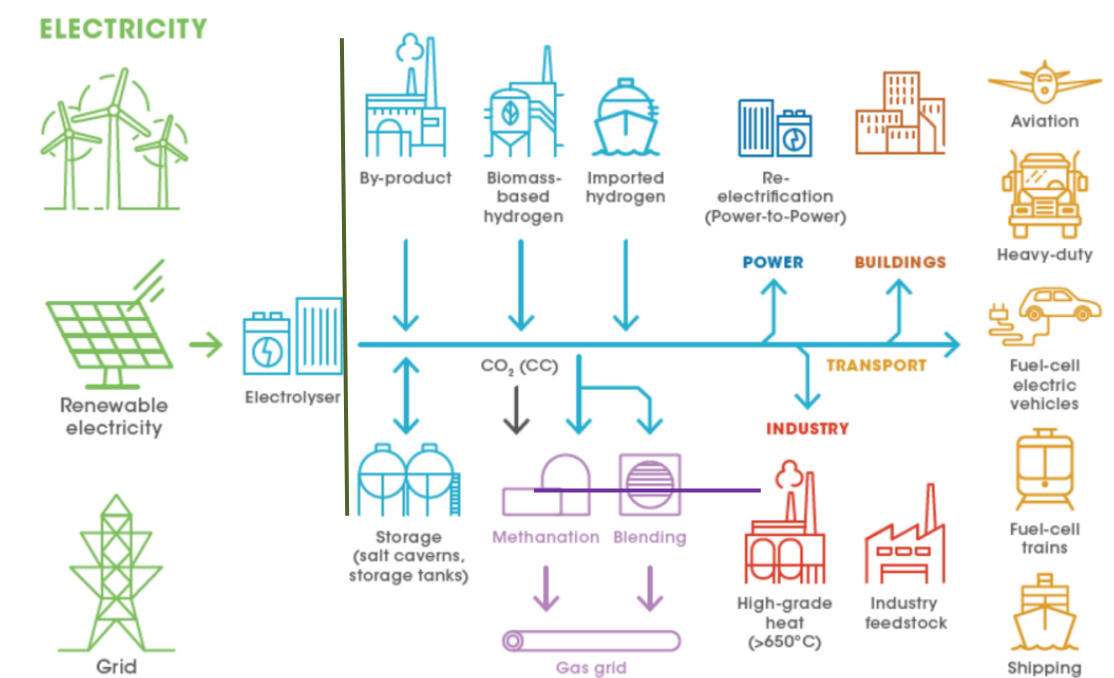


Figura 6. Schema semplificato della tecnologia PtG [7]

La quantità di idrogeno iniettabile direttamente nell'attuale rete gas è limitata per diversi motivi quali la sicurezza, la compatibilità con le infrastrutture e con gli utilizzi finali, perdite di gas etc. In quest'ambito la normativa sia a livello nazionale che a livello dei singoli Stati Membri è in continua evoluzione.

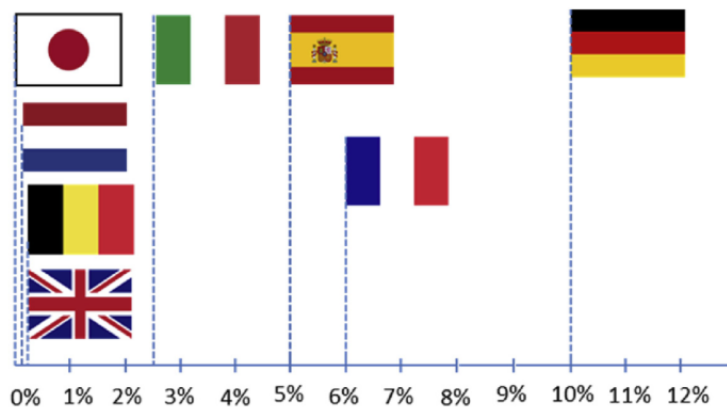


Figura 7. Valori massimi dell'H<sub>2</sub> % vol. ammissibile nella rete del gas naturale [8]

## 2.2 Il Power to Methane

Nell'ambito delle tecnologie di Energy Storage, il Power to Gas (PtG) prevede la conversione del surplus di energia elettrica in idrogeno, consentendo uno stoccaggio di tipo chimico operando una trasformazione del vettore energetico. Un'ulteriore possibilità è quella di utilizzare l'idrogeno prodotto nel processo di metanazione della CO<sub>2</sub> (o CO) mediante la reazione di Sabatier per dar luogo alla produzione di gas naturale sintetico (SNG), che può essere a sua volta stoccato e/o utilizzato in vario modo. Il passaggio del processo aggiuntivo della sintesi di metano riduce l'efficienza complessiva del processo di circa 5-8 punti %.

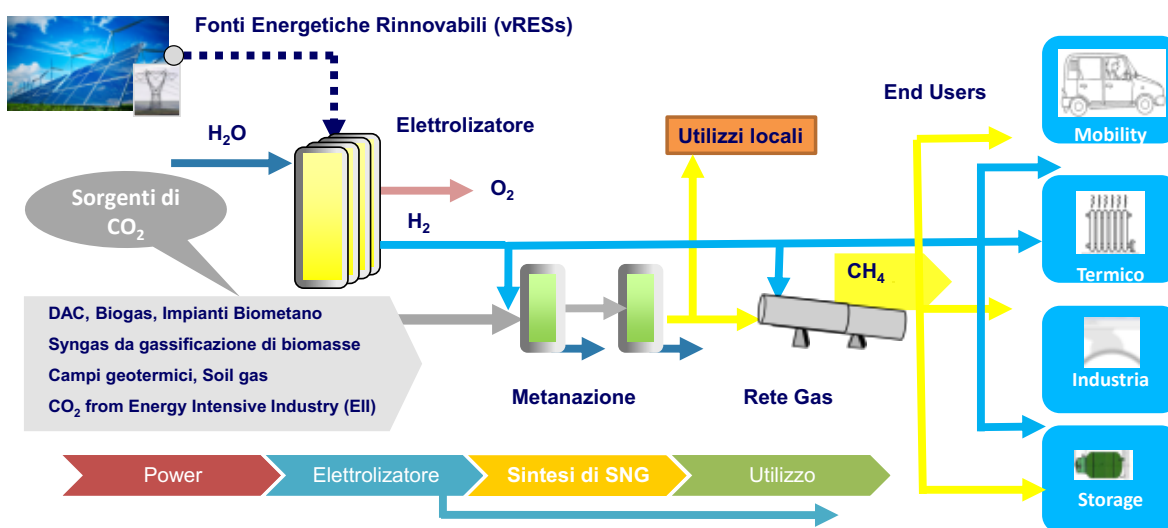


Figura 8. Power To Methane schema semplificato

Generalmente l'efficienza dei sistemi Power to Gas con produzione di SNG aumenta quando è utilizzato anche il calore rilasciato, per esempio in cicli di processo di tipo industriale, in impianti di teleriscaldamento o in impianti integrati con la tecnologia di cattura della CO<sub>2</sub> (ad esempio per la rigenerazione delle ammine).

Tuttavia, il vantaggio principale del Power To Methane è che il metano così prodotto sarebbe iniettabile immediatamente e al 100% nella rete gas, potrebbe quindi essere facilmente trasportato attraverso l'infrastruttura di gas naturale esistente sfruttandone la grande capacità di accumulo.

Il metano prodotto può essere utilizzato come combustibile immediatamente avendo a disposizione un insieme di utilizzatori finali già presente rispetto all'idrogeno e ne facilita pertanto la diffusione nel breve periodo.

Le fonti di approvvigionamento della CO<sub>2</sub> si possono così individuare: recupero da upgrading del biogas prodotto per digestione di biomasse, syngas ottenuto per gassificazione di biomasse, cattura da processi industriali quali cementifici, impianti petrolchimici, o da impianti di combustione, emissioni delle centrali di produzione elettrica ecc.

L'utilizzo della CO<sub>2</sub> per produrre metano consentirebbe di decarbonizzare il settore della mobilità, l'industria e le utenze termiche.

L'efficienza in termini di PCI di conversione dell'energia elettrica in prodotto finale delle differenti filiere varia in un range molto ampio, a seconda dei singoli step che la compongono e delle condizioni finali che possono prevedere la sezione di metanazione, e/o la compressione a specifiche.

	Efficienza (%)	Condizioni finali
Elettricità → Idrogeno	54–72	Inclusa compressione a 200 bar
Elettricità → Metano	49–64	
Elettricità → Idrogeno	57–73	Inclusa compressione a 80 bar (per iniezione nella rete gas)
Elettricità → Metano	50–64	
Elettricità → Idrogeno	64–77	Senza compressione
Elettricità → Metano	51–65	

**Tabella 1. Efficienze nel processo Power to Gas [9]**

La tabella precedente indica i range dell'efficienza di alcune filiere di conversione da elettricità a vettore energetico finale. L'efficienza di conversione in idrogeno è compresa tra 54-72% se si prevede una compressione finale a 200 bar, 57-73% se viene effettuata una compressione a 80 bar altrimenti risulta più alta (64-77%) se non viene effettuata la compressione finale. Va indicato che il range ampio è imputabile alle singole tecnologie che compongono la filiera PtG in particolare la sezione di produzione mediante elettrolisi è caratterizzata da tecnologie con differenti efficienze a seconda della tipologia di elettrolizzatore.

### 2.3 Motivazioni allo sviluppo del Power To Gas

Come descritto ai paragrafi precedenti il power to gas risulta una delle tecnologie abilitanti per la transizione energetica sia a livello nazionale che europeo.

Come illustrato nella Figura 9 la tecnologia PtG consente la decarbonizzazione dei settori di uso finale e fornisce i meccanismi stagionali per immagazzinare, trasportare e distribuire energia anche su lunga distanza. Questa peculiarità risulta vantaggiosa per il contesto energetico italiano nel quale si prevede un incremento di produzione di energie rinnovabili (eolico e fotovoltaico) localizzato al Sud mentre il consumo industriale è localizzato principalmente al Nord.

Un ulteriore valore aggiunto del sector coupling mediante la tecnologia Power To Gas è che la maggior parte delle infrastrutture della rete energetica odierna (elettricità, gas, riscaldamento e raffreddamento, combustibili liquidi) saranno ancora operative nel 2050. Esiste chiaramente una logica per cui è sicuramente economico utilizzare, durante la transizione, la grande infrastruttura esistente di gas in grado di trasportare e immagazzinare notevoli quantità di energia.

A titolo di esempio in Italia la capacità limitata agli stoccaggi del gas (senza considerare il linepack della rete) è di circa 18 miliardi di m<sup>3</sup> (16.9 miliardi di m<sup>3</sup> gestiti da SNAM<sup>3</sup> e 1 miliardo m<sup>3</sup> gestiti da Edison) corrispondenti a circa 180000 GWh di energia termica. Secondo quanto delineato da TERNA nel documento gli impianti di pompaggio rilevanti per lo storage hanno una potenza massima in assorbimento pari 6.5 GW e 7.6 GWe in produzione [4].

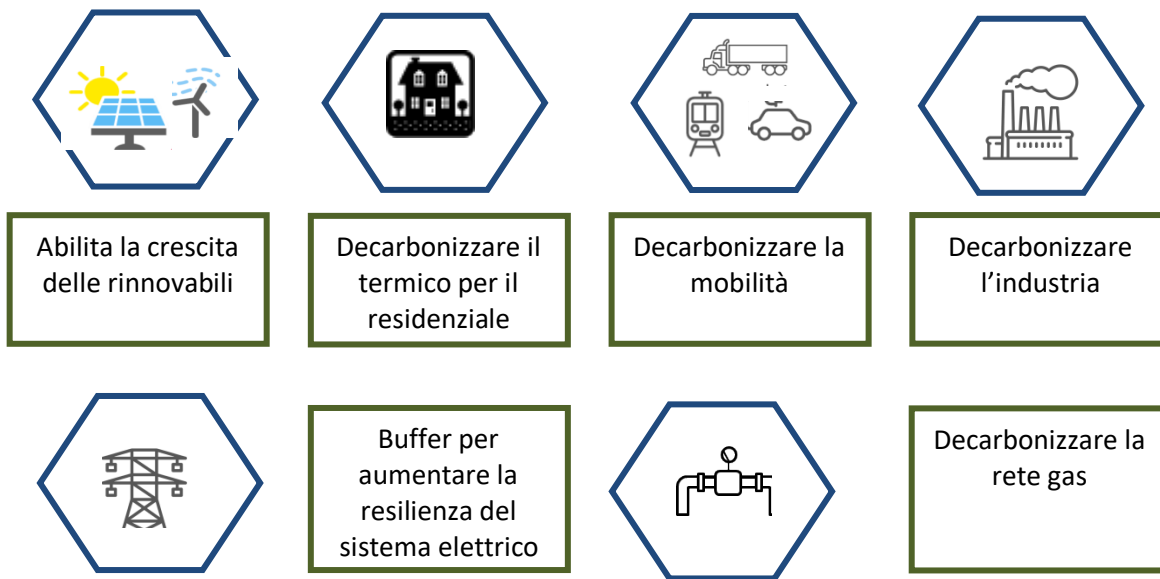


Figura 9. Esempio dei settori che la tecnologia Power To Gas decarbonizza

<sup>3</sup> <https://www.snam.it/it/gas-naturale/infrastrutture-snam/stoccaggio/>



## 2.4 Stime dello sviluppo del Power To Gas in differenti studi

### 2.4.1 Documento di Descrizione degli Scenari Terna – Snam (DDS) 2019

Il documento di Descrizione degli Scenari elaborato dal TSO rete gas SNAM e dal TSO rete elettrica TERNA, descrive le possibili evoluzioni del sistema energetico italiano per definire congiuntamente gli scenari energetici e la visione energetica propedeutica alla predisposizione dei Piani Sviluppo delle infrastrutture elettrica e gas in Europa (TYNDP -Ten Year Network Development Plan).

Il documento sviluppa 3 differenti scenari che prevedono un orizzonte temporale al 2040. Lo scenario Business-As-Usual (BAU) proietta inercialmente i trend attuali e si caratterizza per uno sviluppo tecnologico basato sul solo merito economico. I due scenari di sviluppo, Centralized (CEN) e Decentralized (DEC), prevedono di raggiungere i target al 2030 di decarbonizzazione, della quota FER e dell'efficienza energetica e le indicazioni non vincolanti di contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> di lungo periodo utilizzando una logica di minimizzazione dei costi di decarbonizzazione e di sviluppo di soluzioni tecnologiche alternative. Per raggiungere gli obiettivi prefisati lo scenario DEC si basa su un utilizzo maggiore delle rinnovabili non programmabili e sui conseguenti importanti investimenti per lo sviluppo delle reti, lo scenario difatti prevede lo sviluppo di sistemi di generazione decentralizzati (fotovoltaico accoppiato con sistemi di accumulo elettrochimico small scale) e ad una maggiore elettrificazione dei consumi finali (i.e. diffusione di pompe di calore elettriche ed auto elettriche).

Nello scenario CEN è previsto un maggiore utilizzo di gas verdi, con il vantaggio di trarre profitto dall'utilizzo delle infrastrutture esistenti, Il CEN difatti prevede un maggiore sviluppo di tecnologie rinnovabili/low carbon centralizzate.

Nel percorso di decarbonizzazione rappresentato dagli scenari di sviluppo CEN e DEC si evidenzia un ruolo crescente dei gas verdi e decarbonizzati, la cui domanda al 2040 arriva rispettivamente a 18,5 miliardi m<sup>3</sup> nel CEN, coprendo circa il 24% della domanda complessiva di gas ed a 13,2 miliardi m<sup>3</sup> nel DEC (20 % della domanda di gas).

La figura successiva tratta dal documento riporta i dati di domanda e offerta di gas naturale e gas verdi e decarbonizzati al 2030 ed evidenzia la produzione di biometano e metano sintetico e di idrogeno verde.

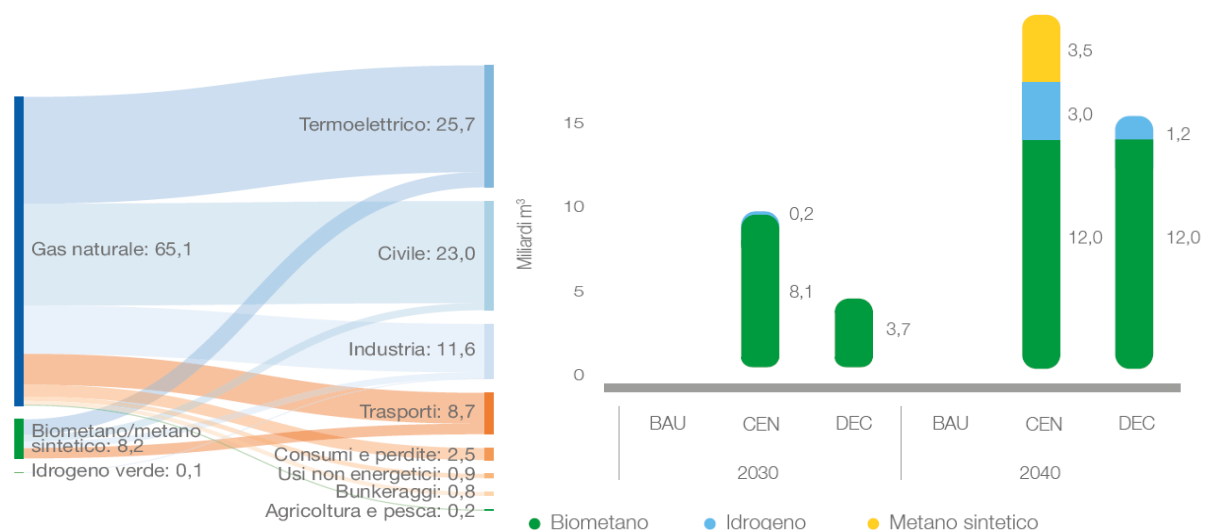
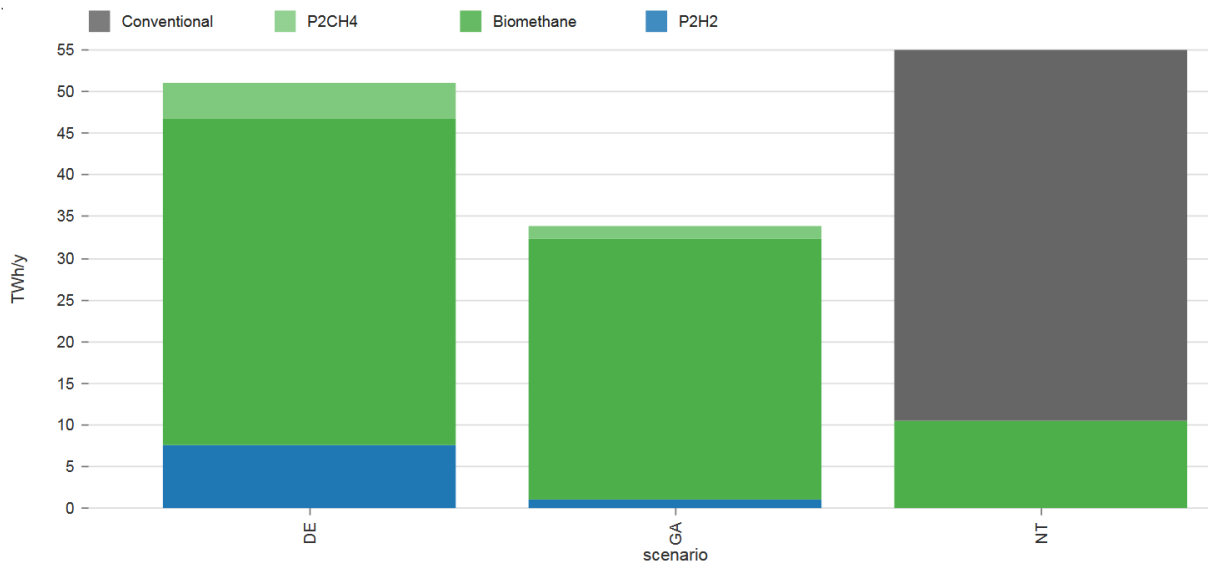


Figura 10. Diagramma di Sankey Scenario CEN- Gas al 2030 (miliardi m<sup>3</sup>) e stime al 2040 dei gas rinnovabili

### 2.4.2 TYNDP 2020 Scenario Report ENTSOe ed ENTOg

La Figura 11 riporta la produzione di gas per l'Italia al 2030 secondo i tre scenari definiti dallo studio TYNDP 2020 Scenario Report realizzato congiuntamente da ENTSOe ed ENTSOg. Gli scenari indicano per l'Italia come sia necessario per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione il ricorso alla produzione di gas da rinnovabili sia come idrogeno che come metano [10].

Lo scenario NT (National Trends) si basa sul PNIEC mentre lo scenario DE (Distributed Energy) ed il GA (Global Ambition) mirano a raggiungere l'obiettivo di 1,5°C dell'accordo di Parigi seguendo l'approccio del bilancio del carbonio. Lo scenario DE si pone l'obiettivo di considerare un maggiore ricorso al gas rinnovabile ed un livello di importazioni del gas che è il più basso di tutti gli scenari mentre il GA si basa sulla generazione centralizzata di energia.



**Figura 11. Produzione di gas al 2030 secondo TYNDP 2020 Scenario Report di ENTSOs**

### 2.4.3 Piano Nazionale di Sviluppo – Mobilità Idrogeno Italia 2019

Il Piano Nazionale di Sviluppo – Mobilità Idrogeno Italia [11] riporta le stime di una potenziale produzione di idrogeno da mancata produzione da fonti rinnovabili non programmabili in uno scenario a lungo termine. Nel piano si ipotizza in uno scenario a lungo termine, con orizzonte temporale il 2050, di installare circa 50 GWe di potenza eolica e 100 GWe di potenza solare (corrispondente a possibili stime del massimo potenziale tecnico del territorio italiano), si suppone un'efficienza degli elettrolizzatori pari a 70%<sub>PCI</sub> e si ipotizza almeno 1800 ore equivalenti di funzionamento. Sulla base di queste assunzioni lo studio presenta come risultato la possibilità di installare circa 22 GWe di elettrolizzatori per una produzione annua di circa 780 kton<sub>H<sub>2</sub></sub>. Lo studio riporta che questa quantità di idrogeno potrebbe coprire la domanda di idrogeno destinato alla mobilità al 2050.

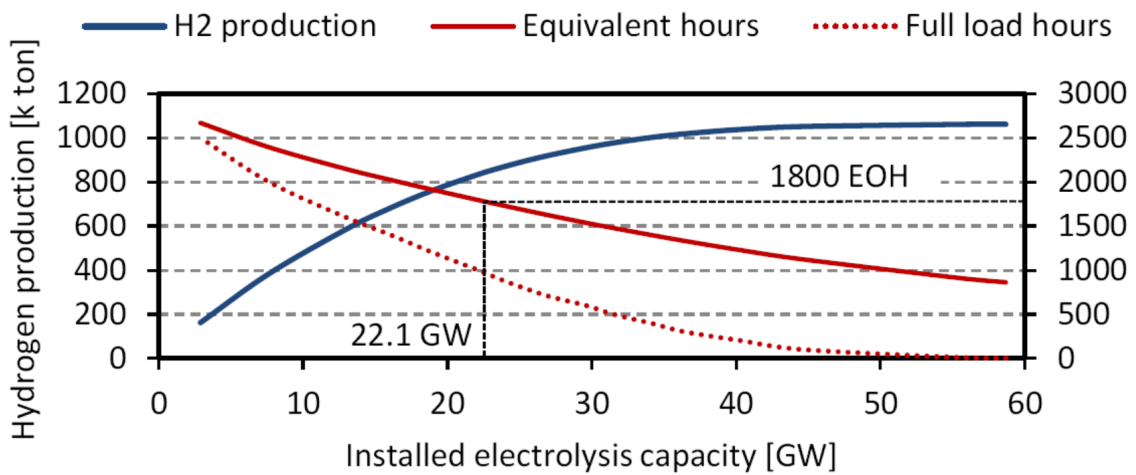


Figura 12. Produzione di idrogeno in funzione della capacità installata dell'elettrolizzatore e del load factor

### 3 Stato dell'arte

La tecnologia Power to Gas prevede la conversione del surplus di energia elettrica in uno stoccaggio di tipo chimico costituito da idrogeno o metano. L'idrogeno, prodotto da un elettrolizzatore, può essere stoccato o utilizzato qualora vi siano disponibili utenti e mezzi di trasformazione idonei, oppure può essere convertito reagendo con la CO<sub>2</sub> in gas naturale sintetico (SNG) mediante la reazione di metanazione.

Il P2G non è in realtà una singola tecnologia, bensì l'azione sinergica di più processi/tecnologie. Il passaggio da energia elettrica allo stoccaggio sotto forma di combustibile gassoso avviene attraverso più passaggi. Tra questi si annoverano: produzione, accumulo ed utilizzo di idrogeno, cattura e separazione della CO<sub>2</sub> necessaria per eventuali processi di metanazione (catalitici e/o biologici), trattamento e purificazione dei flussi in ingresso ed uscita, compressione ed immissione in rete.

Ciascuno di questi stadi può essere implementato con diverse configurazioni impiantistiche e differenti livelli d'integrazione.

I componenti che vanno a comporre un impianto Power To Gas risultano in parte caratterizzati da una maturità tecnologica di tipo commerciale essendo tecnologie ampiamente utilizzate dall'industria da anni. Tuttavia nel caso di un'applicazione Power To Gas è essenziale che ciascuno di questi componenti (elettrolizzatore, reattore di metanazione etc) adotti gli accorgimenti tecnologici per rispondere in dinamico ed essere quindi flessibili al fine di seguire il carico intermittente di energia.

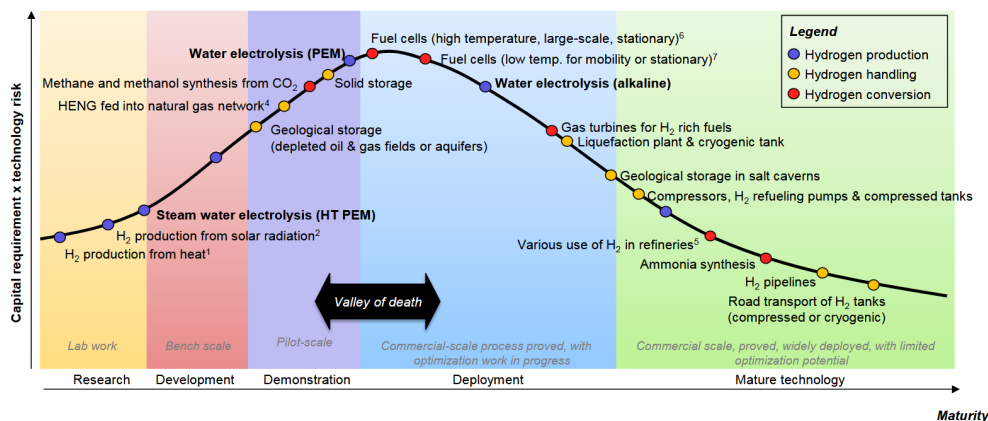
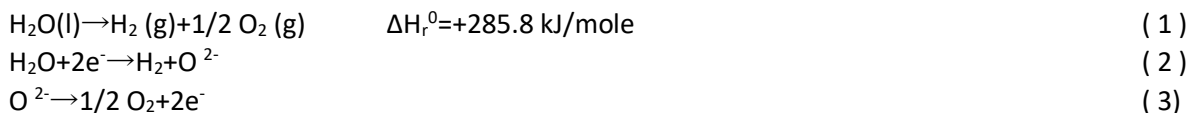


Figura 13. Valori di TRL e maturità tecnologica del Power To gas [12]

La figura 12 illustra il valore del TRL per le differenti tecnologie che compongono la filiera Power To Gas. Alcune di queste presentano una elevata maturità tecnologica come il trasporto dell'idrogeno in pipeline ed il suo utilizzo nelle raffinerie, altri necessitano ancora di avanzamenti tecnologici per consentirne il pieno sviluppo.

### 3.1 La produzione e lo stoccaggio dell'idrogeno

L'elettrolisi dell' $H_2O$  è una reazione elettrochimica che può essere suddivisa in due step. La reazione di riduzione avviene al catodo carico negativamente (2), mentre l'ossidazione avviene all'anodo carico positivamente (3).



Il processo non è spontaneo pertanto è richiesto un grande apporto energetico esterno e l'effettivo consumo di energia dipende dalla temperatura e dalla pressione.

Attualmente ci sono tre differenti tecnologie di elettrolisi di interesse per il Power to Gas: elettrolizzatore alcalino (AEL), membrana elettrolita polimerica (PEM) e l'elettrolizzatore ad ossido solido (SOEC). I parametri operativi chiave dei tre elettrolizzatori sono riassunti nella seguente tabella (Tabella 2).

	Alcalino	PEM	SOEC
Stato di sviluppo	Commerciale	Commerciale	Commerciale
Produzione di $H_2$ $Sm^3/h$	<1400	< 400	40 (150 kWe)
Elettrolita	Soluzione alcalina	Membrana polimerica (Nafion)	ZrO <sub>2</sub> ceramica dopata con Y <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
Ione	OH <sup>-</sup>	H <sup>+</sup> /H <sub>3</sub> O <sup>+</sup>	O <sup>2-</sup>
Temperatura della cella ° C	60-90	20-80	700-900
Consumi specifici nominali kWh/m <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	5-5.9	5-6.5	3.7-3.9
Tempi di avviamento a freddo	< 60 minuti	< 10 minuti	ore
Flessibilità del carico (% sul carico nominale)	20-100	0-100	-100-100
Pressione (bar)	< 30	<60	<15
Vita dello Stack (h)	55000-120000	60000-100000	<20000

Tabella2. Sommario dei parametri chiave dei diversi elettrolizzatori [13] [14].

#### 3.1.1 Elettrolizzatore con membrana a scambio protonico

L'elettrolisi alcalina è la tecnologia più matura, nonché disponibile in commercio da decenni. In AEL come elettrolita viene utilizzata una soluzione alcalina acquosa (KOH o NaOH), che funziona a pressione atmosferica o a pressioni elevate. Gli elettrolizzatori alcalini pressurizzati hanno un'efficienza inferiore e producono un prodotto di purezza inferiore rispetto a quelli atmosferici. Tuttavia, il vantaggio principale di AEL pressurizzato rispetto ad AEL atmosferico è che produce idrogeno compresso (con un vantaggio sulla compressione successiva necessaria per l'iniezione in rete o per un utilizzo nella mobilità).

Inoltre, gli elettrolizzatori AEL possono funzionare tra il 25 e il 100% del carico nominale, fino ad un funzionamento in sovraccarico del 150%, e questa finestra operativa li rende una buona scelta per sistemi come PtG che sono accoppiati con alimentatori intermittenti e fluttuanti.

Tuttavia, il più grande svantaggio è che gli elettroliti utilizzati sono altamente corrosivi, quindi richiedono alti costi di manutenzione, richiedendo una revisione generale del sistema ogni 7-12 anni.

### 3.1.2 L'elettrolizzatore a membrana (PEM)

Il PEM rappresenta una tecnologia relativamente nuova, dato che nel 1978 è apparso il primo elettrolizzatore commerciale disponibile [15]. La tecnologia si basa su membrane polimeriche solide a scambio protonico che fungono da elettrolita e permettono il passaggio di protoni H<sup>+</sup> dall'anodo al catodo. A causa dell'ambiente acido fornito dalla membrana di scambio protonico, i materiali nobili (sostanzialmente metalli del gruppo del platino) sono stati adottati con successo come catalizzatori.

I principali vantaggi dell'elettrolizzatore a membrana includono avvio a freddo più rapido, maggiore flessibilità, permettendo di lavorare con capacità tra lo 0-100% di quelle nominali, e migliore accoppiamento con sistemi dinamici e intermittenti. Inoltre, consentono di produrre un idrogeno purissimo (> 99,99%), senza la necessità di ulteriori apparecchiature di depurazione. E' da sottolineare la capacità degli elettrolizzatori PEM di operare una compressione elettrochimica con una conseguente riduzione di efficienza di conversione e di vita utile dello stack, oltre al rischio di creare una miscela esplosiva all'anodo. Per sistemi di piccola taglia (tipici delle stazioni di rifornimento per autotrazione) può essere conveniente sfruttare questa caratteristica per evitare di dover gestire sistemi di compressione separati con relativi buffer. Per sistemi di taglia rilevante la perdita di efficienza è tale da sconsigliare tale soluzione. Esiste una pressione di ottimo [16] tra pressione finale (di utilizzo o stoccaggio) e pressione al catodo dell'elettrolizzatore. Quest'ultima non supera i 20 bar per pressioni all'utilizzatore di 750 bar [17].

### 3.1.3 Celle elettrolitiche a ossido solido (SOEC)

L'elettrolisi ad ossidi solidi (nota anche come elettrolisi ad alta temperatura) è la tecnologia di elettrolisi sviluppata più di recente e ancora in fase di sviluppo. Nella SOEC il composto ZrO<sub>2</sub> drogato con l'8% molare Y<sub>2</sub>O<sub>3</sub> è usato come elettrolita, che ad alte temperature è altamente conduttivo per gli ioni ossigeno (vettore di carica) e ha una buona stabilità termica e chimica. L'alta temperatura riduce la tensione della cella di equilibrio e quindi la domanda di elettricità, ma la richiesta di calore aumenta all'aumentare della temperatura. La bassa domanda di elettricità è il vantaggio significativo dei sistemi SOEC.

Le maggiori sfide per questo elettrolizzatore sono la rapida degradazione del materiale e la stabilità limitata a lungo termine, entrambe dovute al funzionamento ad alta temperatura. Inoltre, il livello di temperatura elevata indica che il prodotto uscente dall'elettrolizzatore è una miscela di idrogeno e vapore e richiede un ulteriore trattamento, aumentando così ulteriormente i costi. In più, i sistemi SOEC non sono stabili rispetto a fonti di energia fluttuanti e intermittenti, essendo stati sviluppati per lavorare in continuo. Sono infatti particolarmente sensibili ai cicli termici che ne accelerano rapidamente il degrado. Un vantaggio delle SOEC è la loro reversibilità, pertanto in sistemi Power To Gas potrebbero restituire l'energia elettrica alla rete in funzione del prezzo.

Infine le SOEC possono anche operare la coelettrolisi ovvero la conversione di CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O a una miscela di CO e H<sub>2</sub> (syngas) con alte efficienze di conversione circa 80% ( $PCI_{SynGas}/kWh_{el,AC}$ ).

In un impianto Power To Methane le sezioni di coelettrolisi e metanazione si integrano in maniera ottimale in quanto il calore del processo di metanazione potrebbe essere utilizzato per preriscaldare i reagenti da inviare alla SOEC in modalità coelettrolisi. Un ulteriore vantaggio di questa tecnologia è la sua reversibilità ovvero la possibilità di lavorare come RSOC (celle ad ossidi solidi reversibili), ovvero quando non funzionano in modalità elettrolisi possono passare in tempi brevi (ordine dei minuti) alla modalità generazione di energia consumando gas (H<sub>2</sub> o syngas) invece di produrlo.

### 3.2 La metanazione catalitica e biologica

La tecnologia PtG qualora sia disponibile una fonte di CO<sub>2</sub>, mediante la reazione di metanazione, consente la produzione di SNG un gas che può essere assimilato al gas naturale e quindi idoneo ad essere iniettato nella rete gas o per utilizzi locali. La produzione di metano mediante idrogenazione della CO<sub>2</sub> può avvenire principalmente secondo due processi: la metanazione catalitica e la metanazione biologica.

#### 3.2.1 La metanazione catalitica

La reazione di idrogenazione della CO<sub>2</sub> fu scoperta nel 1902 dallo scienziato premio Nobel Paul Sabatier (1854-1941).



Per quanto riguarda il meccanismo di reazione della reazione (4), relativamente al processo catalitico, ci sono differenti opinioni sulla sua natura e sulla formazione dell'intermedio coinvolto nello step più lento, che determina la velocità complessiva di reazione [18]. Possiamo racchiudere i meccanismi di reazione proposti, in genere in due categorie principali. Il primo comporta la conversione di CO<sub>2</sub> a CO e la successiva reazione segue lo stesso meccanismo della metanazione a partire da CO. L'altra comporta l'idrogenazione diretta di CO<sub>2</sub> a metano senza la formazione di CO come intermedio.

La reazione di metanazione sia del CO che della CO<sub>2</sub> è catalizzata dai composti appartenenti ai metalli di transizione, tra cui Ni, Ru, Rh, Pt e Fe. Alcuni dei metalli nobili, come Ru e Rh, sono molto selettivi al metano a temperature relativamente basse [18]. La metanazione chimica è un processo catalitico che presenta un'efficienza energetica compresa tra il 50 e l'65%, mentre il complemento a 100 viene emesso come calore ad alta temperatura (tra i 250°C ed i 550 °C).

Complessivamente, la reazione di metanazione è fortemente esotermica, per cui la regolazione della temperatura per evitare sia le limitazioni termodinamiche che la sinterizzazione del catalizzatore è la questione più complessa da affrontare nella progettazione del reattore. Pertanto diverse tipologie di reattori sono state adottate per la metanazione, le quali si possono così suddividere: reattori a letto fisso, reattori a letto fluidizzato, reattori trifase, reattori monoliti, reattori con micro-canali, reattori a membrana. [19]. I reattori a letto fisso sono i più utilizzati e presentano un grado di maturità commerciale più elevato, questi si possono suddividere in reattori a letto fisso refrigerati e reattori a letto fisso adiabatici.

Infine, secondo la tipologia di reattore, possiamo avere più configurazioni impiantistiche che prevedono: serie (2-5) di reattori adiabatici con interrefrigerazione, separazione dell'acqua prodotta e ricircolo dei prodotti come volano termico al primo reattore; serie di reattori posti in serie con interrefrigerazione, separazione dell'acqua prodotta ed utilizzo del vapore come volano termico nel primo reattore.

#### 3.2.2 La metanazione biologica

La metanazione biologica è un'altra opzione per l'idrogenazione della CO<sub>2</sub>. Questa consiste nell'utilizzo di microrganismi metanogeni che fungono da biocatalizzatori. Pertanto la produzione di metano mediante idrogenazione diretta della CO<sub>2</sub> avviene ad opera di microrganismi come ad esempio gli archea, che ottengono l'energia per la crescita metabolizzando anaerobicamente idrogeno e anidride carbonica.

La metanazione biologica è un processo che si sviluppa in condizioni anaerobiche e a temperature comprese tra 20°C e 70°C (mesofilo e termofilo). In questa tipologia di processo la fase limitante è il trasferimento dei gas reagenti nella fase liquida; pertanto generalmente il processo avviene a pressioni maggiori di quell'atmosferica. I principali parametri importanti per la valutazione dell'efficienza del reattore sono: il tasso di formazione del metano, la GHSV (gas hourly space velocity) e il contenuto di metano nel gas prodotto. L'efficienza del processo dipende dal tipo di microrganismo, dalla concentrazione dei microbioti, dalla tipologia di reattore, dal valore di esercizio della pressione, dal valore del pH e dalla temperatura [13].

Principalmente si possono individuare due tipologie di metanazione biologica: “in-situ” dove i microbi generatori di metano possono essere collocati all'interno del reattore di biogas o “ex-situ” dove il processo si sviluppa in un reattore di metanazione biologico separato. Entrambi i concetti di processo sono oggetto di approfondimento nelle università, nei centri di ricerca e nelle aziende che lavorano su questo campo [13]. Attualmente, sono in fase di sviluppo numerosi concetti di reattore per aumentare la resa in metano. Oltre al CSTR, la tipologia di reattore più diffusa e con un grado di maturità commerciale più elevato, sono allo studio anche reattori a letto fisso, a letto di gocciolamento e a membrana; in queste tipologie di reattori i microrganismi sono immobilizzati [13].

### 3.2.3 Le fonti di CO<sub>2</sub>

Il PtM richiede una fonte di anidride carbonica. Principalmente la CO<sub>2</sub> può provenire da fonti industriali, da biogas, da gassificazione della biomassa, da sorgenti naturali e dall'aria.

	Fonte di CO <sub>2</sub>	Concentrazione % vol.
<b>Biomasse</b>	Digestione anaerobica	15-50
	Biogas upgrading	100
	Produzione del bioetanolo	100
<b>Impianti di generazione elettrica</b>	Gas naturale	3-5
	Carbone	10-15
<b>Processi industriali</b>	Cementifici	15-30
	Acciaierie	20-30
	Produzione dell'ossido di etilene	100
<b>Ambiente</b>	Aria (Direct Air Capture)	0.04

**Tabella 3. Possibili fonti di CO<sub>2</sub>**

La tecnologia CCS (*Carbon dioxide Capture and Storage*) permette di separare grandi quantità di CO<sub>2</sub> provenienti da fonti industriali (centrali elettriche, raffinerie, industria dell'acciaio e del cemento), tuttavia le portate di CO<sub>2</sub> sono notevoli e questo implica la necessità di adottare elettrolizzatori di taglia elevata, ancora non presenti sul mercato. Inoltre, la CO<sub>2</sub> di tale provenienza non risulta green in quanto proveniente da un processo alimentato da combustibili fossili. Il metano prodotto potrebbe essere usato a ciclo chiuso nel medesimo sito industriale.

Un'ulteriore fonte di CO<sub>2</sub> e CO è il processo di gassificazione. Il *syngas* composto principalmente da una miscela di CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, CO e CO<sub>2</sub>, previa una serie di trattamenti, può essere inviata al reattore di metanazione. L'idrogeno necessario nel rapporto molare stechiometrico ottimale sia per il CO (H<sub>2</sub>/CO=3) che per la CO<sub>2</sub> (H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>=4) verrebbe prodotto da un elettrolizzatore che compenserebbe l'idrogeno già presente nel *syngas*. L'integrazione della gassificazione con il PtG consente di sfruttare pienamente il carbonio presente nel combustibile e convertirlo pressoché tutto in CH<sub>4</sub>, consente di ottimizzare gli scambi di calore, di utilizzare l'O<sub>2</sub> prodotto dall'elettrolizzatore come agente gassificante nel gassificatore.

La CO<sub>2</sub> può anche essere separata dall'aria tuttavia data la sua bassa concentrazione 400 ppm di media il processo risulta estremamente energivoro, costoso con un notevole impiego di superficie.

Relativamente al biogas, questo è perlopiù composto da CH<sub>4</sub> (50-70%) e da CO<sub>2</sub> (30-50%), con presenza in tracce di H<sub>2</sub>S, mercaptani e silossani. Il biogas purificato dai composti nocivi viene generalmente inviato alla generazione di energia elettrica oppure all'upgrading del biogas a biometano. Le tecnologie di upgrading consentono di separare la CO<sub>2</sub> dal biogas al fine di ottenere una corrente gassosa composta principalmente da CH<sub>4</sub> a specifiche di rete gas (indice di Wobbe pari a 47-52 MJ/Sm<sup>3</sup>). L'integrazione della tecnologia PtG con un impianto di generazione di biogas può essere realizzata sia utilizzando la CO<sub>2</sub> proveniente dalla



tecnologia di upgrading oppure utilizzando direttamente il biogas. In quest'ultimo caso tuttavia l'operatività dell'impianto sarebbe limitata dal numero di ore annuali di produzione dell'idrogeno.

Infine, numerosi processi nell'industria e nella produzione di carburante producono flussi di CO<sub>2</sub> relativamente puri. Tuttavia, alcune di queste fonti dipendono dai combustibili fossili. Alcuni esempi includono il trattamento del gas naturale, i processi *coal to gas* e *coal to liquids*, la produzione di etanolo e la produzione di ossido di etilene.

### 3.3 Impianti e progetti in Europa e in Italia

Anche se il primo impianto è stato realizzato in Giappone dal Tohoku Institute of Technology nel 2003, attualmente la leadership tecnologica è europea con in testa paesi come la Germania, la Francia, la Svizzera e la Danimarca.

Attualmente nell'arco di tempo tra il 1993 e il 2050, al livello mondiale, 153 progetti di Power to Gas completati, recenti e pianificati sono presenti in 22 paesi [20]. Questi presentano diversi livelli di complessità, dalla ricerca, all'impianto pilota, all'impianto su scala industriale. La maggior parte si trova in Europa e principalmente in Germania, Danimarca e nei Paesi Bassi. La figura successiva mostra la mappa con indicati i diversi impianti a seconda della fase di sviluppo e del tipo di gas prodotto (Power to Hydrogen o Power to Methane) attualmente presenti.

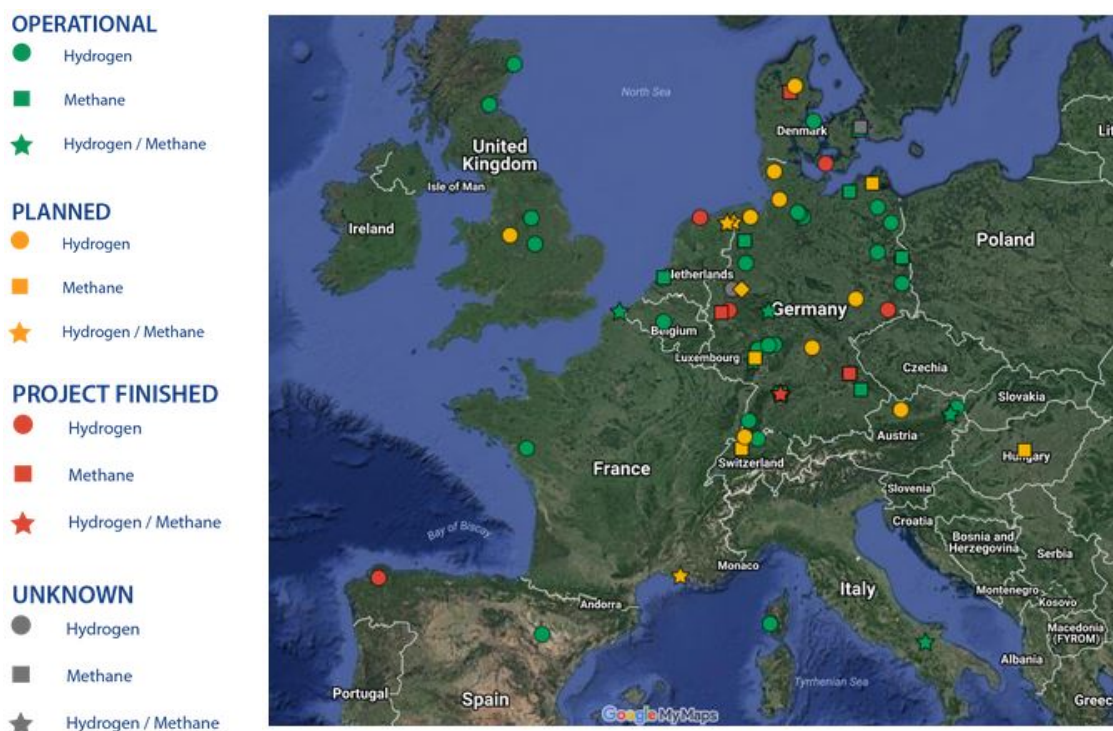


Figura 14. Power to Gas: progetti in Europa (2016).

Com'è evidente la maggior parte dei progetti è focalizzata sulla produzione, stoccaggio e utilizzo dell'idrogeno, mentre la restante sulla metanazione della CO<sub>2</sub>, di cui il 50% su quella catalitica e 50% sulla biologica [20]. La maggior parte dei gruppi che lavorano sulla metanazione chimica non danno informazioni

sulla tipologia di reattore adottato. Generalmente i reattori a letto fisso sono tra quelli più utilizzati, seguiti da quelli fluidizzati, microcanali e impaccati (monolitici). Meno della metà dei progetti inietta i prodotti gassosi nella rete gas, più metano (65%) che idrogeno (35%).

La dimensione media degli impianti è aumentata negli anni passando da un valore di 118 kWel al 2012 a 407 kWel al 2019.

### 3.3.1 Etogas & Audi

Il più grande impianto di metanazione, alimentato da CO<sub>2</sub> proveniente da un impianto di upgrading del biogas, in funzione nel mondo (da ottobre 2016) è un impianto di metanazione catalitica situato a Werlte in Germania. Questo è stato costruito da Etogas (società di servizi energetici) per la casa automobilistica tedesca Audi, in collaborazione con gli istituti di ricerca Fraunhofer IWES e ZSW e la società energetica EWE. L'impianto ha tre unità elettrolitiche alcaline da 2 MWe [19] per la produzione di idrogeno e si trova nel sito di un grande impianto di biogas, la CO<sub>2</sub> alimentata alla sezione di metanazione proviene dall'upgrading, mediante la tecnologia a base di ammine, del biogas a biometano. L'unità di metanazione pertanto non riceve direttamente il biogas, ma solo la frazione di CO<sub>2</sub> dopo che è stata separata dal metano. Il gas in uscita è composto da più del 91% di metano, meno del 5% di idrogeno e del 6% di anidride carbonica e soddisfa, quindi, i requisiti tedeschi per l'iniezione nella rete del gas.

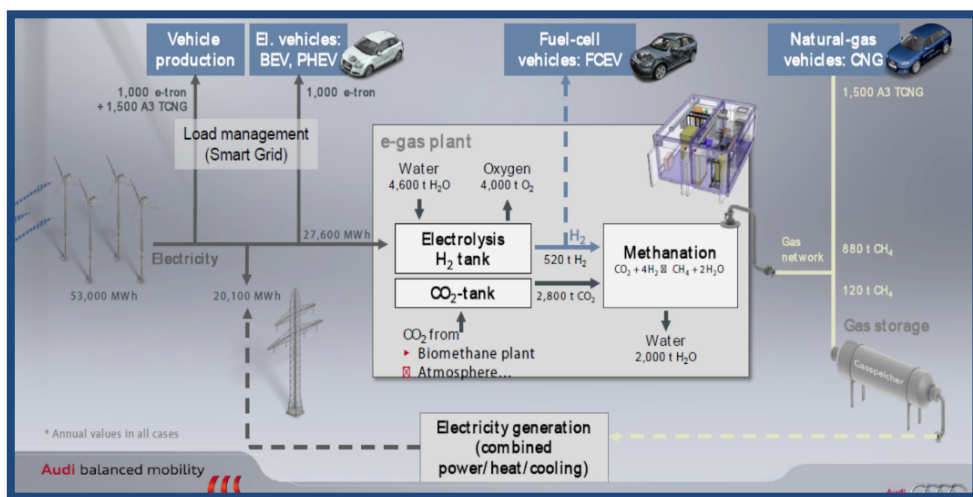


Figura 15. Schema del progetto Etogas e Audi

L'impianto è progettato per lavorare 4000 ore annuali a pieno carico, producendo circa 1,5 milioni di Nm<sup>3</sup> di biometano.

### 3.3.2 STORE&GO

Finanziato nell'ambito di Orizzonte 2020, STORE&GO è un progetto europeo che utilizza attualmente tre impianti pilota dimostrativi correlati alle tecnologie innovative del power to gas: a Falkenhagen in Germania, a Solothurn in Svizzera e a Troia in Italia. Tutti e tre gli impianti useranno il tempo rimasto al progetto (fino a Febbraio 2020) per raccogliere esperienze dall'attività operativa e fornire dati reali per ulteriori analisi all'interno del progetto.

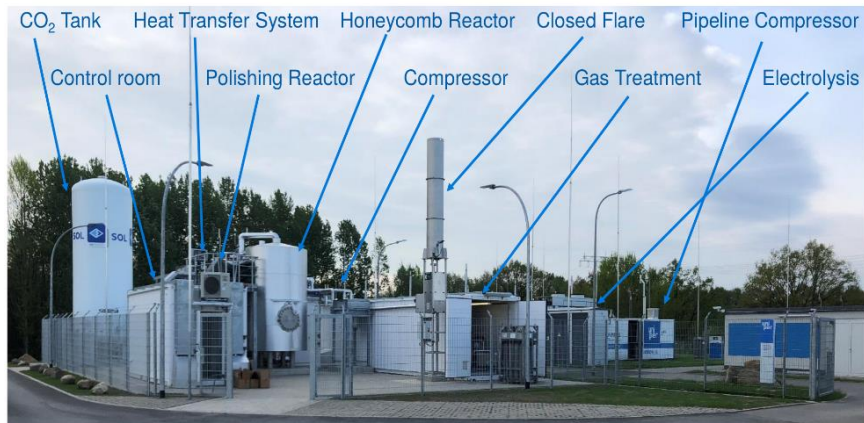


Figura 16. Schema del progetto Power To Gas sito di Fakenhagen

Il primo ad operare è stato l'impianto di Fakenhagen, in Germania. L'attuale processo power to hydrogen è stato ampliato da uno stadio di metanazione a maggio 2018 e il metano sintetico è stato immesso nella rete del gas naturale da gennaio 2019. Ciò consente ai partner di STORE&GO di dimostrare la fattibilità tecnica del processo P2G per l'immissione di gas "verde" nella rete del gas naturale.

	Sito Fakenhagen/Germania	Sito Solothurn/Svizzera	Sito Troia/Italia
<b>Regione rappresentativa rispetto alla generazione di energia rinnovabile (FER)</b>	Area rurale nel nord-est della Germania, con elevata produzione di energia eolica e basso consumo complessivo di elettricità	Area comunale delle Alpi svizzere con notevole FER da fotovoltaico (FV) e idroelettrico	Area rurale nell'area mediterranea, con elevate capacità fotovoltaiche, notevole produzione di energia eolica, basso consumo complessivo di elettricità
<b>Connessione alla rete elettrica</b>	Rete di trasmissione	Rete di distribuzione municipale	Rete di distribuzione regionale
<b>Connection to the gas grid</b>	Rete di trasporto test di iniezione fino al 2 % vol. di H <sub>2</sub> a 55 bar	Rete di distribuzione municipale	Rete di distribuzione regionale trasporto su camion di LNG
<b>Taglia elettrolizzatore</b>	1.000 kW	700 kW	200 kW
<b>Tecnologia metanazione</b>	Reattore isotermo catalitico con monoliti honeycomb	Metanazione biologica	Metanazione catalitica in un reattore modulare Modular milli-structured
<b>Fonte di CO<sub>2</sub></b>	Impianto di bioetanolo	Impianto di trattamento acque.	Dall'atmosfera con la tecnologia DAC

Tabella 4. Descrizione dei tre siti del progetto Store&Go

Allo stato attuale, l'impianto produce fino a 1.400 m<sup>3</sup>/giorno di metano sintetico (SNG), che corrisponde a circa 14.500 kWh di energia e ha già raggiunto oltre 700 ore operative con una purezza del metano superiore al 99%. L'idrogeno utilizzato viene generato con elettricità da fonti rinnovabili e la CO<sub>2</sub> è ottenuta da un impianto a bioetanolo.

Il secondo sito dimostrativo STORE&GO si trova a Solothurn, in Svizzera. È l'unico dei tre impianti che utilizza la metanazione biologica e produce metano da maggio 2019.

Il terzo impianto dimostrativo, a Troia, combina la cattura diretta di CO<sub>2</sub> dall'aria con una nuova unità di metanazione costituita da un reattore milli-strutturato. Ciò rende questa unità tra le più avanzate sperimentalmente nel progetto. La prima produzione di metano in questa struttura è avvenuta a Marzo 2019.

### 3.3.3 Jupiter

Il progetto Jupiter 1000, definito nel 2014 e finanziato dall'Unione europea (FESR), dallo Stato francese (attraverso ADEME) e dalla regione francese Provenza-Alpi-Costa Azzurra, è il primo dimostratore industriale in Francia di Power to Gas con una potenza nominale di 1 MWe per l'elettrolisi e un processo di metanazione con cattura del carbonio, localizzato in Fos sur Mer, Francia.

Lo start-up è stato fatto nel 2018 e l'idrogeno viene prodotto utilizzando due elettrolizzatori che coinvolgono tecnologie diverse (0,5 PEM e 0,5 Alcalino), alimentati da energia rinnovabile. La quantità di metano prodotto si aggira attorno ai 25 Nm<sup>3</sup>/h mentre l'idrogeno prodotto da iniettare in rete è di circa 200 Nm<sup>3</sup>/h. Il progetto prevede test di iniezione di H<sub>2</sub> nella rete gas con tenori di idrogeno a specifiche della rete gas francese (H<sub>2</sub> <6 % vol.) Nel 2019 sono iniziati i primi test sperimentali e a lungo termine la Francia prevede entro il 2050 di produrre più di 15 TWh di gas ogni anno utilizzando il sistema Power to Gas.

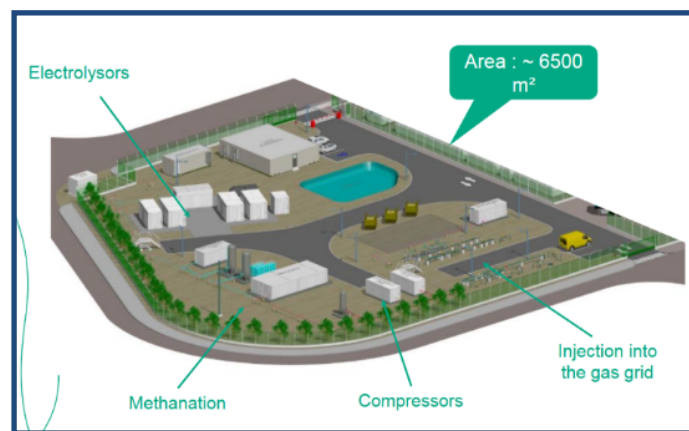


Figura 17. Schema del progetto Power To Gas Jupiter Francia

### 3.3.4 BioCat – Elettroachea

Il più grande progetto di metanizzazione biologica in Danimarca si trova presso l'impianto di trattamento delle acque reflue Biofos ad Avedøre, appena fuori Copenhagen. L'impianto è stato costruito dalla società chiamata Electrochaeta, con Audi, Hydrogenics, NEAS Energy, HMN Naturgas, Biofos e Insero come partner. Questo progetto dimostrativo (BioCat) ha budget totale del progetto è di 49,9 milioni di DKK (6,7 milioni di €) parzialmente finanziati dal programma di sovvenzioni ForskEL danese gestito dai TSO della rete elettrica e del gas danese.



**Figura 18. Schema del progetto Biocat con metanazione biologica (Danimarca)**

L'impianto è stato alimentato con biogas grezzo proveniente da un digestore anaerobico o dalla CO<sub>2</sub> pura proveniente da un sistema di upgrading del biogas. L'idrogeno proviene da un elettrolizzatore alcalino da 1 MWe. L'ossigeno prodotto dall'elettrolizzatore è stato riciclato nel processo di trattamento delle acque reflue. Inoltre il gas naturale sintetico finale prodotto è destinato a essere iniettato nella griglia di distribuzione a 4 bar.

La metanazione biologica avviene in un reattore in fase liquida ad opera di microrganismi monocellulari del tipo archaea metanogenica, questi microorganismi convertono l'idrogeno e l'anidride carbonica in metano. Gli archei lavorano a basse temperature (60–65 °C) e presentano alti tassi di tolleranza per acido solfidrico, ossidi di azoto, ammoniaca, particelle, come così come tolleranza parziale per ossigeno ed etanolo. L'impianto è stato in esercizio per circa 3500 h con rese del 98 % di conversione in CH<sub>4</sub>.

### 3.3.5 REFHYNE

REFHYNE è un progetto finanziato in parte dal programma europeo FCH JU, (16 M€ di cui 10 M€ finanziati da FCHJU e 6 M€ dai partners). Il progetto prevede l'installazione di un elettrolizzatore da 10 MWe (tipo PEM di ITM operante a 30 bar, costituito da 5 moduli da 2 MWe) in una grande raffineria della Shell nella Renania, in Germania. L'elettrolizzatore sarà in grado di produrre circa 1.300 tonnellate di idrogeno all'anno, sostituendo in parte l'idrogeno prodotto da SMR (steam methane reforming). L'idrogeno verrà immesso in una pipeline interna all'impianto. L'elettrolizzatore, allo stesso tempo, verrà testato per effettuare i servizi di bilanciamento elettrico internamente alla raffineria e fornire il controllo primario verso il TSO tedesco [7]. Iniziato nel 2018 il progetto terminerà nel 2022, con la fase di esercizio prevista negli ultimi due anni<sup>4</sup>.

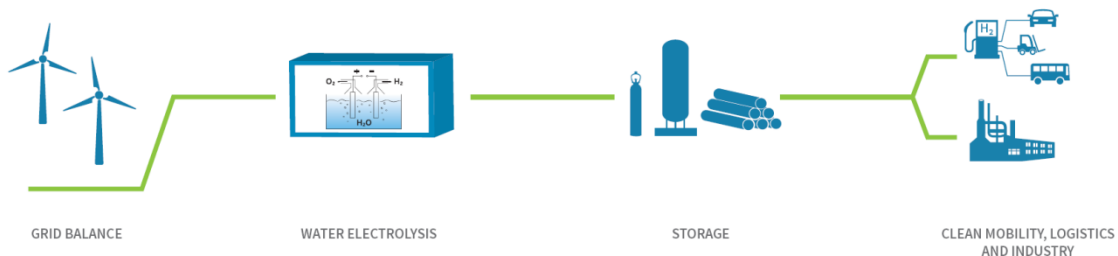
### 3.3.6 HyBalance

HyBalance (DK) è un progetto finanziato (10.6 M€)<sup>5</sup> in parte dal programma europeo FCH JU (8 M€) e dal programma di sovvenzioni ForskEL. Il progetto si pone come obiettivo di dimostrare la produzione e l'utilizzo dell'idrogeno in un'ottica Power To Gas. Gli elettrolizzatori di taglia pari a 1.5 MWe a 5 MWe (composto due stack da 2.5 MWe) saranno alimentati da energia elettrica proveniente da un parco eolico. Nel progetto HyBalance, l'elettrolizzatore PEM, fornito da Hydrogenics tipologia HyLIZER<sup>®</sup>, è in grado di generare fino a 1000 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno. L'obiettivo generale del progetto HyBalance è dimostrare e testare

<sup>4</sup> Fonte: <https://refhyne.eu>

<sup>5</sup> <http://hybalance.eu/hybalance/short-presentation/background/>

il funzionamento in dinamico dell'elettrolizzatore PEM perché possa compiere servizi di bilanciamento alla rete elettrica.



**Figura 19. Schema del progetto hyBalance con elettrolizzatore PEM e usi finali H2 mobilità e industria**

L'idrogeno verde verrà utilizzato per il trasporto mediante l'installazione di stazioni di rifornimento e nel settore industriale. Il progetto è una partnership tra Air Liquide, CHN, Hydrogenics, LBST, Neas Energy e Hydrogen Valley. Il progetto ha iniziato dal 2017 a produrre idrogeno e sarà operativo per 15 anni.

## 4 Possibili configurazioni più idonee nel contesto italiano

Il contesto italiano è caratterizzato da un'elevata penetrazione della **rete gas** che è **molto diffusa** sul territorio. Inoltre l'Italia a livello europeo è la nazione con una maggior **diffusione dei veicoli alimentati a metano**. Abbastanza **elevata** è poi la **percentuale di FER** nel paniere energetico con un potenziale di crescita ancora maggiore. In questo contesto va evidenziato il fatto che le **ore/anno di eccesso di offerta** (o comunque disponibilità di energia elettrica a basso costo) imputabili ad eolico e/o solare sono **relativamente poche** rispetto al nord Europa.

In questa cornice ben si colloca il PtG che troverebbe copertura, lato upstream, nell'elevata presenza di FER e, lato downstream, nella vasta capillarità della rete gas e nella **vasta presenza di usi finali consolidati del gas, come quelli relativi a industria, residenziale e mobilità**.

**La configurazione più idonea, nel breve periodo è il PtM**, per questo verrà studiata senza però tralasciare il **PtH più promettente sul lungo periodo**.

Relativamente al Power To Methane si sfrutterà il **potenziale della CO<sub>2</sub> da biogas** (Forsu e agricoltura) data l'ampia diffusione di impianti biogas nel contesto nazionale. Questo implica una taglia impiantistica di media potenza nell'intervallo di circa 250-500 Nm<sup>3</sup>/h di metano prodotto con taglie dell'elettrolizzatore da 5 MWe a 20 MWe a seconda delle dimensioni dello storage dell'idrogeno e del load factor. Si valuterà anche il potenziale di integrazione con altri settori (Idrogeno per la mobilità) e l'eventuale integrazione con sistemi di accumulo per estendere il fattore di utilizzo degli elettrolizzatori. Per verificare la presenza di possibili sinergie eventualmente si individueranno siti che presentino sorgenti concentrate di CO<sub>2</sub> e consumi di H<sub>2</sub> su larga scala.

Relativamente alla mobilità e alle stazioni di rifornimento dell'H<sub>2</sub>, per le autovetture la dimensione ottimale di una stazione sarà nelle fasi iniziali di capacità molto piccola circa 50-100 kg<sub>H<sub>2</sub></sub>/giorno [11] per passare a valori maggiori con capacità di almeno 500 kg<sub>H<sub>2</sub></sub>/giorno in un mercato più maturo al 2050. [11]. Con riferimento alla mobilità su autobus si farà riferimento ad una capacità ottimale delle stazioni di circa 1000 kg<sub>H<sub>2</sub></sub>/giorno[11] in una previsione al 2050.

### 4.1 FILIERA POWER TO HYDROGEN

Lo schema successivo riporta un possibile schema della filiera Power To Gas con produzione di H<sub>2</sub>. L'accumulo di idrogeno è essenziale per permettere l'accoppiamento della domanda con la produzione i cui tempi sono dettati dalla disponibilità di energia elettrica rinnovabile a basso costo.

Per quanto riguarda l'immissione nell'attuale rete di gas naturale la possibilità di immettere idrogeno in percentuali fino al 10%, è attualmente in fase di studio. Percentuali superiori potrebbero comportare la necessità di adeguare sia le reti che gli apparati degli utilizzatori finali con ingenti investimenti [21]. L'idrogeno iniettato in rete può essere inviato agli usi finali (industria o mobilità) anche previa separazione dal gas naturale.

Nel caso di utilizzo di un elettrolizzatore ad ossidi solidi (SOEC), sarà possibile riconvertire nello stesso apparato l'idrogeno immagazzinato in energia elettrica. L'utilizzo della SOEC inoltre prevede una sorgente esterna di calore.

Un ulteriore aspetto di investigazione è la valorizzazione dell'ossigeno generato dall'elettrolizzatore come sottoprodotto.

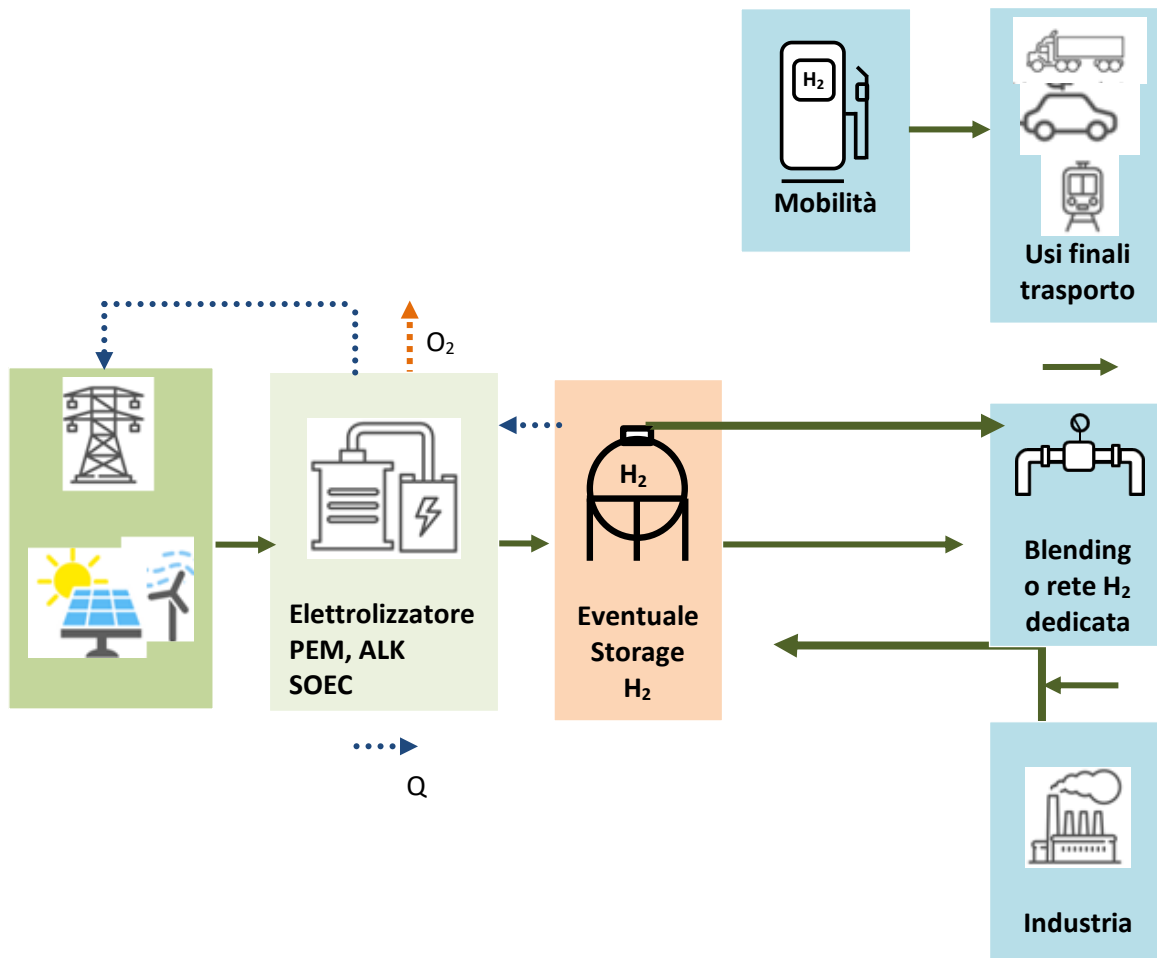


Figura 20. Schema semplificato delle filiera Power To Hydrogen



## 4.2 FILIERA POWER TO METHANE

Lo schema successivo riporta un possibile schema della filiera Power To Gas con produzione di metano. Le possibili fonti di CO<sub>2</sub> possono essere molteplici, tuttavia la più disponibile a livello italiano è l'anidride carbonica proveniente dagli impianti di upgrading del biogas a biometano.

Considerando che la taglia media degli impianti di biogas in Italia è di circa 650 Nm<sup>3</sup>/h, dall'upgrading a biometano si otterrebbero 250 Nm<sup>3</sup>/h di CO<sub>2</sub>, disponibili per l'accoppiamento con un impianto PtM.

Ulteriori fonti di CO<sub>2</sub> possono provenire dall'industria, dalla gassificazione, da emissioni spontanee dal sottosuolo. Il ruolo dello storage è essenziale e dipende dalla disponibilità dell'energia elettrica e dalla taglia della sezione di metanazione.

In figura è evidenziato il potenziale accoppiamento tra la sezione di metanazione catalitica, con un processo fortemente esotermico, e l'elettrolisi nel caso di utilizzo della SOEC.

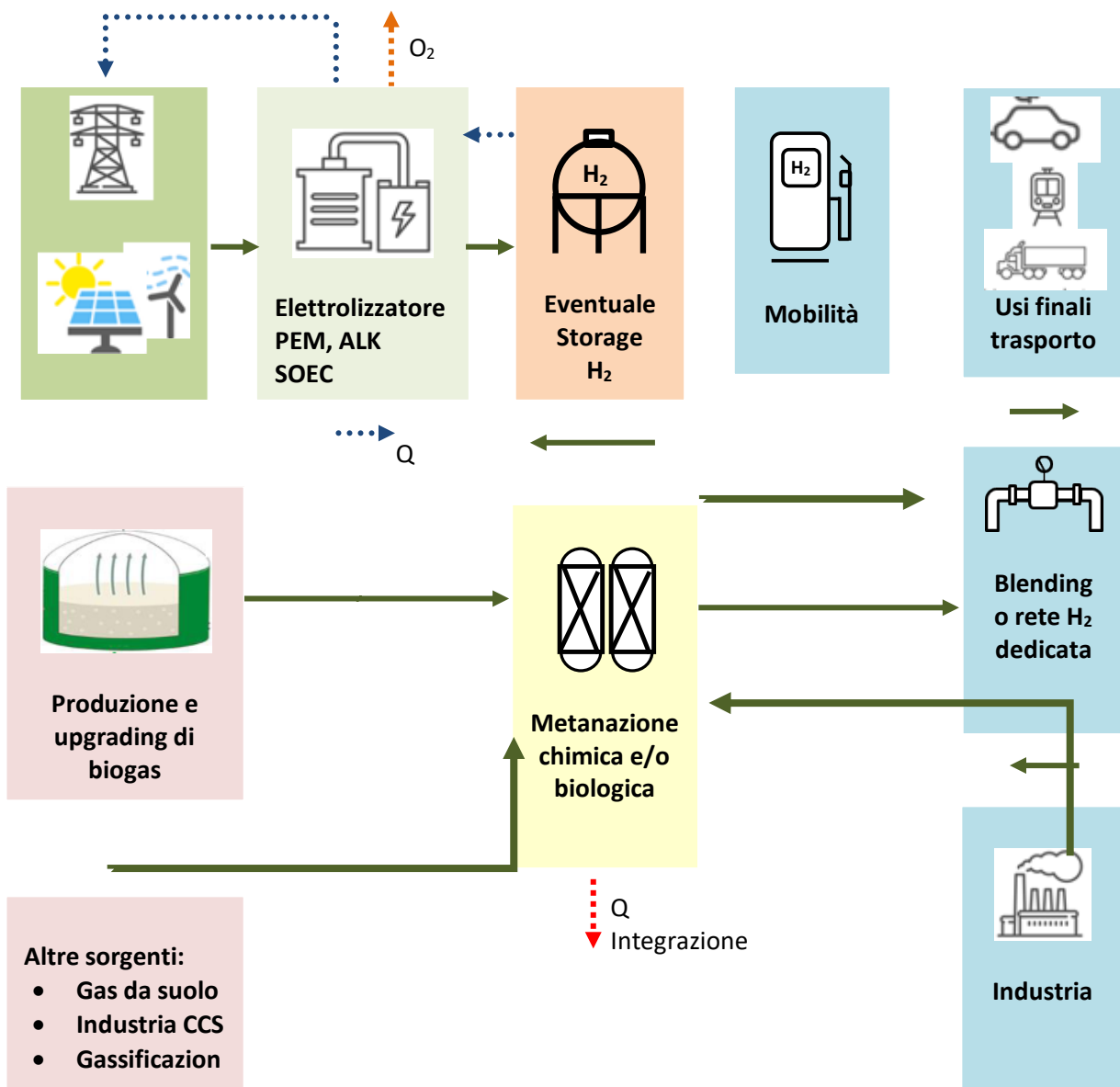


Figura 21. Schema semplificato delle filiera Power T oMethane

Considerati gli schemi precedentemente descritti sono individuati in tabella 5 i principali parametri di funzionamento dei singoli sotto processi, che saranno poi utilizzati nelle successive analisi tecnico-ambientale ed economica-normative.

Parametro	Unità di misura
Taglia elettrolizzatore	MWe
Efficienza elettrolizzatore	%
Load factor elettrolizzatore	h/anno
Taglia stoccaggio H <sub>2</sub>	m <sup>3</sup>
Pressione stoccaggio H <sub>2</sub>	bar
Taglia metanatore	MWth
Efficienza metanatore	%
Load factor metanatore	h/anno
Fonte CO <sub>2</sub>	Nm <sup>3</sup> /h
Consumi ausiliari	MWe
Output O <sub>2</sub>	Nm <sup>3</sup> /h
Recupero calore di processo	MWth

**Tabella 5. Principali parametri di funzionamento**

## 5 Conclusioni

La programmazione energetica sia a livello europeo che a livello nazionale prevede per i prossimi decenni un inevitabile progressivo aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili. In quest'ottica le tecnologie di accumulo avranno un ruolo rilevante e saranno necessarie ad accompagnare la transizione energetica. Tra le tecnologie di accumulo il PtG consente la conversione da energia elettrica in energia chimica sotto forma di idrogeno gassoso prodotto da un elettrolizzatore. L'immagazzinamento dell'energia e l'integrazione delle reti avrebbero il potenziale per rendere la transizione energetica più rapida e sostenibile. Comune a tutte le analisi è la constatazione che molte tecnologie energetiche, infrastrutture e sistemi settoriali possono ottimizzare ulteriormente il loro contributo alla decarbonizzazione quando accoppiati/integrati, consentendo il miglior utilizzo possibile delle risorse disponibili. Il PtG non è in realtà una singola tecnologia, bensì l'azione sinergica di più processi/tecnologie ciascuno dei quali necessita di sviluppare attività di ricerca e sviluppo per consentirne l'implementazione nel sistema energetico. A livello Europeo vi è stato un crescente incremento di realizzazioni di impianti pilota sia Power To Hydrogen che Power To Methane.

Il contesto energetico italiano risulta idoneo allo sviluppo di filiere tecnologiche legate al Power to Methane sia per la presenza di innumerevoli impianti di biogas che verranno riconvertiti alla produzione di biometano (fornendo pertanto una fonte di CO<sub>2</sub> disponibile), sia per la peculiarità di avere una crescente penetrazione di rinnovabili (eolico e fotovoltaico) localizzata al sud e consumi energetici complessivi localizzati al nord. L'individuazione della configurazione di potenziali impianti Power To Gas sia di produzione di H<sub>2</sub> che di produzione di metano andrà valutata caso per caso, contestualizzandola al sito di localizzazione: ovvero disponibilità di CO<sub>2</sub>, disponibilità d'infrastrutture gas, eventuale possibilità di vendere l'O<sub>2</sub> prodotto e di integrare il calore prodotto dalla metanazione catalitica. Il PtM sarà la configurazione impiantistica studiata ritenuta più idonea nel contesto nazionale per il breve periodo, non verrà tuttavia tralasciato lo studio del PtH come filiera tecnologica più promettente sul lungo periodo. Relativamente al Power To Methane si sfrutterà il potenziale della CO<sub>2</sub> da biogas, questo implica taglie impiantistiche di media potenza. Per il PtH si valuterà l'applicazione alla mobilità tra i possibili usi finali.

Infine, un aspetto essenziale da indagare nella realizzazione e dimostrazione di impianti pilota Power To Gas è la logica di funzionamento che dovrà non solo essere correlata alle condizioni di flessibilità e variazione del mercato elettrico ma dovrà considerare anche il mercato del gas.

## 6 Riferimenti bibliografici

- [1] SNAM TERNA. Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2019). n.d.
- [2] Eurelectric. Decarbonisation pathways for the European economy Title. 2018.
- [3] Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) - Dicembre 2019. n.d.
- [4] TERNA. Contesto ed evoluzione del sistema elettrico. 2019.
- [5] Guney MS, Tepe Y. Classification and assessment of energy storage systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;75:1187–97. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.102>.
- [6] IN-DEPTH ANALYSIS IN SUPPORT OF THE COMMISSION COMMUNICATION COM(2018) 773 A Clean Planet for all. A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy Brussels, 28 November 2018 tle 2018.
- [7] IRENA. Innovation landscape brief: Renewable Power-to-Hydrogen. 2019.
- [8] Dolci F, Thomas D, Hilliard S, Guerra CF, Hancke R, Ito H, et al. Incentives and legal barriers for power-to-hydrogen pathways: An international snapshot. *Int J Hydrogen Energy* 2019;44:11394–401. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.045>.
- [9] Lehner M, Tichler R, Steinmüller H, Koppe M. *Power-to-Gas: Technology and Business Models*. Cham: Springer International Publishing; 2014. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-03995-4>.
- [10] TYNDP 2020 SCENARIO REPORT n.d.: <https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/>.
- [11] H2IT. Piano Nazionale di Sviluppo – Mobilità Idrogeno Italia. 2019.
- [12] SBC Energy Institute - Fact book - Hydrogen based energy conversion. More than storage: system flexibility. 2014.
- [13] Götz M, Lefebvre J, Mörs F, McDaniel Koch A, Graf F, Bajohr S, et al. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renew Energy* 2016;85:1371–90. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>.
- [14] Buttler A, Spliethoff H. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;82:2440–54. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>.
- [15] Giovanna Bianchi. Confronto delle differenti tipologie di reattori di metanazione in condizioni di carico variabile tipiche del Power to Gas itle. 2020.
- [16] Scheepers F, Stähler M, Stähler A, Rauls E, Müller M, Carmo M, et al. Improving the Efficiency of PEM Electrolyzers through Membrane-Specific Pressure Optimization. *Energies* 2020;13:612. <https://doi.org/10.3390/en13030612>.
- [17] Tjarks G, Gibelhaus A, Lanzerath F, Müller M, Bardow A, Stolten D. Energetically-optimal PEM electrolyzer pressure in power-to-gas plants. *Appl Energy* 2018;218:192–8. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.155>.
- [18] Bassano C, Deiana P, Lietti L, Visconti CG. P2G movable modular plant operation on synthetic methane production from CO<sub>2</sub> and hydrogen from renewables sources. *Fuel* 2019;253:1071–9. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.05.074>.
- [19] Ghaib K, Ben-Fares F-Z. Power-to-Methane: A state-of-the-art review. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;81:433–46. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.004>.
- [20] Thema M, Bauer F, Sterner M. Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review. *Renew Sustain Energy Rev* 2019;112:775–87. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.030>.
- [21] Marcogaz. Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure, TF\_H2-427. n.d.

## 7 Abbreviazioni ed acronimi

AEL	Alkaline electrolysis
CSTR	Continuous Stirred-Tank Reactor
DDS	Documento di Descrizione degli Scenari
ENTOe	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ESS	Energy Storage System
ETS	Emission Trading System
FER	Fonti Energie Rinnovabili
GHSV	Gas Hourly Space Velocity
PNIEC	Piano Nazionale Integrato Energia e Clima
PtG	Power To Gas
PtH	Power To Hydrogen
PtM	Power To Methane
SNG	Synthetic Natural Gas
SOEC	Solid Oxide Electrolysis