

Progetto P2G Sardegna

**Documentazione Tecnica Allegata alla
Domanda AIA - Allegato 3i - Relazione tecnica
su analisi opzioni alternative in termini di
emissioni e consumi**

Doc. No. P0024839-2-H13 Rev. 1 – Aprile 2022



INDICE

	Pag.
1 DESCRIZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROGETTO CONSIDERATE	3
1.1 ALTERNATIVE TECNOLOGICHE	3
1.2 ALTERNATIVE LOCALIZZATIVE	5
1.3 SELEZIONE DELL'ALTERNATIVA PROGETTUALE	6

1 DESCRIZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROGETTO CONSIDERATE

Italgas, leader in Italia nella distribuzione del gas, intende promuovere lo sviluppo nel panorama industriale italiano della transizione energetica, attraverso iniziative che hanno come obiettivo la gestione dei gas prodotti da fonti energetiche rinnovabili (i cosiddetti "Gas Verdi").

In accordo a tale obiettivo, Italgas intende costruire in Regione Sardegna un impianto con tecnologia "Power-to-Gas" (di seguito P2G), al fine di introdurre nel territorio un'infrastruttura innovativa, solida, performante e tale da consentire ulteriori sviluppi futuri.

Di seguito si analizzano le principali alternative tecnologiche e localizzative considerate, che hanno portato alla scelta di un impianto di produzione di idrogeno verde a partire da energia elettrica da impianto fotovoltaico, da realizzarsi in un'area individuata nel Comune di Sestu e avente le seguenti caratteristiche principali:

- ✓ impianto fotovoltaico da ~1 MW;
- ✓ impianto P2G per la produzione di idrogeno verde con elettrolizzatore (~ 500 kW) e serbatoi di stoccaggio idrogeno (capacità complessiva: 400 kg);
- ✓ linee di allaccio a metanodotto esistente / utenze finali per l'immissione di idrogeno miscelato con gas naturale (blending);
- ✓ stazione di rifornimento per autobus alimentati a idrogeno;
- ✓ area prove di laboratorio Idrogeno per attività sperimentali, comprensivo di uffici.

La scelta è stata effettuata da Italgas a valle di un'analisi nella quale sono state attentamente valutate:

- ✓ la possibile fonte di alimentazione di energia rinnovabile (fotovoltaico, eolico);
- ✓ la produzione di diversi quantitativi di idrogeno per la successiva immissione in rete, il rifornimento di mezzi e/o la produzione di gas naturale sintetico (metanazione);
- ✓ le possibili destinazioni d'uso in termini di utenze industriali e/o civili;
- ✓ diverse opzioni per la possibile localizzazione degli interventi.

1.1 ALTERNATIVE TECNOLOGICHE

La scelta della soluzione tecnologica è stata effettuata attraverso lo studio delle seguenti filiere di produzione, che dipendono dai possibili utilizzi finali dei vettori energetici (idrogeno e/o gas naturale sintetico) che possono essere prodotti mediante tecnologie "Power-to-Gas":

- ✓ Idrogeno per impiego in blend negli usi finali residenziali, industriali o di strutture di altro genere e in forma pura nei trasporti;
- ✓ Gas Naturale Sintetico (SNG) mediante l'integrazione con la filiera del biometano e/o l'implementazione di filiere industriali circolari.

Le possibili filiere sono riportate in maniera schematica nelle seguenti figure.

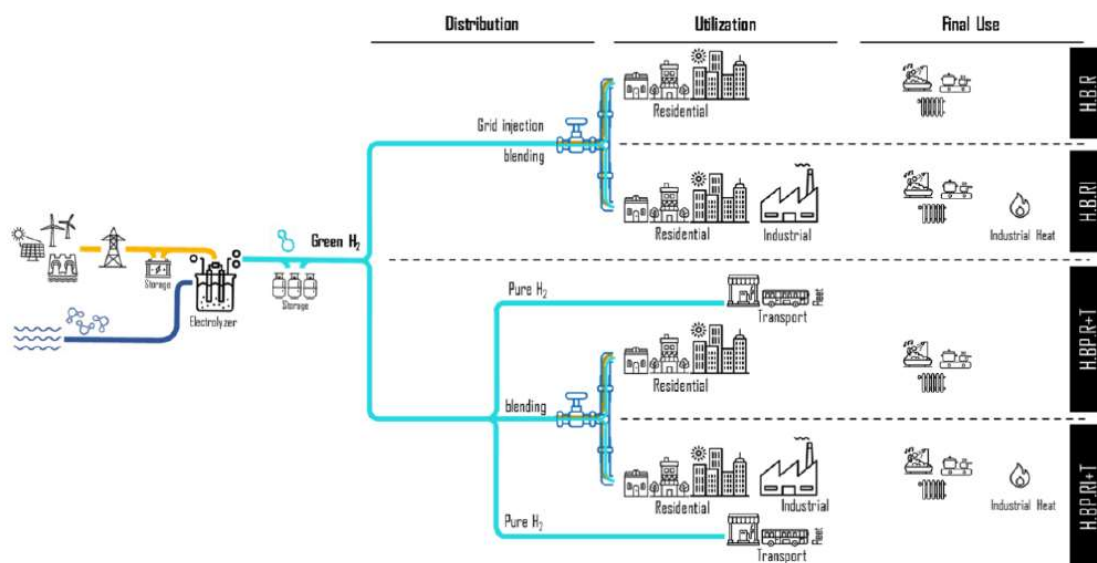


Figura 1.1: Filiera di produzione e possibili usi finali di idrogeno prodotto da Power-To-Gas

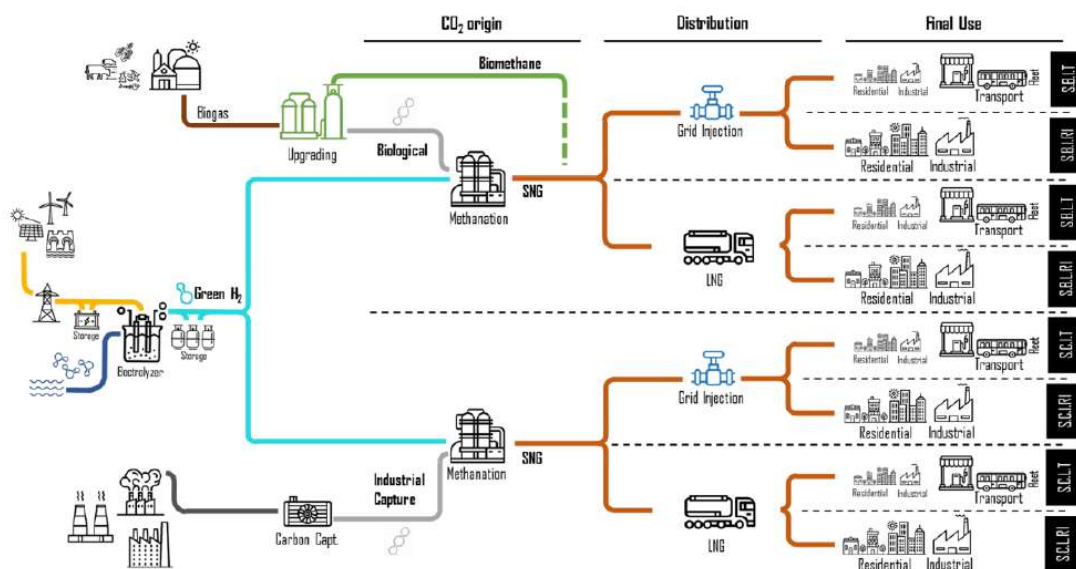


Figura 1.2: Filiera di produzione e possibili usi finali di SNG prodotto da Power-To-Gas

Nel caso specifico, sono state valutate le seguenti possibili forniture:

- ✓ Fornitura di diverse miscele di gas naturale e idrogeno da destinare a utenze residenziali, industriali e/o di altra natura (es. campus universitario);
- ✓ Fornitura di idrogeno puro per alimentazione di diverse tipologie di mezzi di trasporto (trasporto su gomma, trasporto via mare) e/o di logistica portuale;

- ✓ Fornitura di gas naturale sintetico ai fini di integrazione della filiera del biometano e/o l'impiego in industrie ad alto consumo energetico.

Ai fini di selezionare la tecnologia ottimale, sono stati inoltre valutati i seguenti elementi di natura tecnico-economica:

- ✓ Tipologia della fonte energetica rinnovabile di approvvigionamento (fotovoltaico, eolico);
- ✓ Taglia dell'impianto fotovoltaico / eolico (kW);
- ✓ Energia annualmente importata / cedibile alla rete (MWh/anno);
- ✓ Taglia dell'elettrolizzatore (kW);
- ✓ Numero di ore di funzionamento dell'elettrolizzatore (h/anno);
- ✓ Taglia dello stoccaggio di idrogeno (kg);
- ✓ Quantità di idrogeno prodotto annualmente, pari alla domanda totale (kg/anno).

Nella scelta tecnologica e localizzativa, un peso significativo è legato anche a valutazioni di natura vincolistica ambientale e territoriale, che per loro natura dipendono dalle diverse realtà territoriali considerate. Maggiori dettagli in relazione a tale aspetto sono rintracciabili nel successivo Paragrafo 1.2.

1.2 ALTERNATIVE LOCALIZZATIVE

A fini dell'identificazione della soluzione progettuale ottimale, sono state prese in considerazione diverse alternative anche dal punto di vista localizzativo. In particolare, sono state condotte valutazioni sito-specifiche, al fine di identificare la presenza di vincoli di natura ambientale, paesaggistica e territoriale tali da poter condizionare in modo significativo le scelte progettuali. A tal fine, sono stati analizzati i contenuti degli strumenti di pianificazione territoriale/urbanizzativa vigenti e la presenza di vincoli a carattere ambientale, con particolare riferimento a:

- ✓ Piano Paesaggistico Regionale "PPR" (Assetto Ambientale, Assetto Storico Culturale, Assetto Insediativo);
- ✓ Piano di Assetto Idrogeologico "PAI" (con particolare riferimento alle aree a Pericolosità Idraulica "Hi" e a Pericolosità Geomorfologica "Hg");
- ✓ Perimetrazione aree percorse dal fuoco (Legge No. 353 del 21 Novembre 2000 "Legge Quadro in Materia di Incendi Boschivi");
- ✓ Aree Naturali Protette (Parchi Nazionali, Parchi Regionali Sardegna, Oasi permanenti, aree Ramsar, Monumenti naturali da L.R.31/89, etc.) e siti della Rete Natura 2000 (SIC, ZSC e ZPS);
- ✓ Aree soggette a vincolo paesaggistico e archeologico (D.Lgs. 42/2004);
- ✓ Aree sottoposte a Vincolo Idrogeologico (R.D.L. 3267/1923);
- ✓ Siti di Interesse Nazionale (SIN) o Regionale (SIR);
- ✓ Vincoli Aeroportuali (superfici/coni di decollo e atterraggio degli aeroporti);
- ✓ Mappe Aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili (D.G.R. No. 59/90 del 27 novembre 2020);
- ✓ Pianificazione Urbanistica Comunale (PRG/PUC) e Pianificazione Zone Industriali/Consortili (ZIR).

L'analisi dei suddetti strumenti urbanistici e pianificatori ha consentito in particolar modo di:

- ✓ escludere dalle alternative tecnologiche la realizzazione di impianti eolici, data la presenza di relativo vincolo ostativo aeroportuale sulla quasi totalità dei siti esaminati. Per alcuni siti, incluso quello selezionato nel Comune di Sestu, vige la necessità di redigere un dedicato studio di compatibilità per ottenere il nulla osta dell'ENAC all'installazione di impianti fotovoltaici;
- ✓ individuare l'eventuale presenza di ulteriori vincoli ostativi da strumenti di pianificazione urbanistica;
- ✓ escludere la realizzazione degli interventi in siti classificati come contaminati;
- ✓ escludere la realizzazione degli impianti in aree classificate come percorse dal fuoco ai sensi della normativa vigente;
- ✓ evitare interferenze con aree soggette a vincolo di natura idrogeologica, in particolare per quanto concerne l'area di ubicazione degli impianti;

- ✓ evitare il più possibile le interferenze con vincoli ambientali e paesaggistici, in particolare con riferimento alla presenza di Aree Naturali Protette, Siti Rete Natura 2000 e/o aree/beni soggetti a vincolo paesaggistico.

Nella scelta localizzativa del sito di Progetto si è inoltre tenuto conto dei seguenti aspetti:

- ✓ valutazioni relative alla morfologia del territorio, privilegiando la realizzazione in siti con caratteristiche prevalentemente pianeggianti e ad elevato potenziale per irraggiamento fotovoltaico;
- ✓ potenziale bacino di utenza degli impianti;
- ✓ prossimità a infrastrutture esistenti per approvvigionamento delle risorse necessarie (gas naturale, acqua, energia elettrica, ecc.), scarichi idrici (prossimità alla rete fognaria) e collegamento viabilistico con il territorio circostante;
- ✓ dimensione e ubicazione dei lotti, in relazione al dimensionamento degli impianti e alle esigenze progettuali di natura tecnica e in materia di sicurezza.

1.3 SELEZIONE DELL'ALTERNATIVA PROGETTUALE

La combinazione dei suddetti fattori di natura tecnologica e localizzativa ha portato a identificare quale scelta ottimale la realizzazione di un impianto "Power-to-Hidrogeno" da fonte fotovoltaica, da ubicarsi nell'area del Comune di Sestu, avente le seguenti principali caratteristiche tecnologiche:

- ✓ impianto fotovoltaico da ~ 1 MW;
- ✓ impianto P2G per la produzione di idrogeno verde con elettrolizzatore (~ 500 kW) e serbatoi di stoccaggio idrogeno (capacità complessiva: 400 kg);
- ✓ linee di allaccio a metanodotto esistente / utenze finali per la fornitura di idrogeno miscelato in diverse percentuali con gas naturale (blending);
- ✓ stazione di rifornimento per autobus alimentati a idrogeno.

Di seguito si riporta in forma tabellare un confronto sintetico tra le scelte impiantistiche effettuate e le principali tecniche di settore disponibili / in fase di sviluppo.

Si evidenzia che, data la natura innovativa del progetto in esame, non risulta attualmente disponibile un documento "Best Available Techniques Reference Documents" europeo in materia di migliori tecniche disponibili (MTD/BAT) specifiche per impianti di produzione, stoccaggio e distribuzione dell'idrogeno. Pertanto, ai fini dell'analisi si è fatto riferimento al documento "The Future of Hydrogen", redatto dall'International Energy Agency (IEA) per il G20 in Giappone tenutosi a Giugno 2019 (IEA, 2019).

Si evidenzia come la presenza di un laboratorio prove Idrogeno potrà fornire utili indicazioni in merito alle tecnologie applicabili grazie alla sperimentazione sul suo utilizzo, in particolare nei seguenti ambiti:

- ✓ prove caldaie;
- ✓ odorizzazione;
- ✓ prove analizzatori di qualità;
- ✓ prove contatori;
- ✓ prove invecchiamento tubi ed attrezzature.

Tabella 1.1: Confronto tra soluzione progettuale selezionata e principali tecniche di settore disponibili / in fase di sviluppo (Fonte: IEA, 2019)

Capitolo (IEA, 2019)	Aspetto Progettuale	Tecniche disponibili / in fase di sviluppo	Descrizione	Tecnica selezionata
Capitolo 2	Tecniche di produzione	Produzione di idrogeno mediante elettrolisi	<p>Possibili alternative tecnologiche:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Elettrolizzatori alcalini (<u>pro</u>: tecnologia più collaudata e minori costi di investimento; <u>contro</u>: maggiori dimensioni rispetto a elettrolizzatori PEM); – Elettrolizzatori con Membrana Polimerica Elettrolita “PEM” (<u>pro</u>: non necessita l'utilizzo di soluzione KOH; minori dimensioni rispetto a elettrolizzatori alcalini; <u>contro</u>: minore efficienza e vita media; maggiori costi di investimento dovuti alla tipologia di catalizzatori (platino, iridio) e materiali utilizzati); – Elettrolizzatori a Ossido Solido “SOEC” (<u>pro</u>: maggiore efficienza rispetto a elettrolizzatori alcalini / PEM; possibilità di riconvertire l'idrogeno in energia elettrica; <u>contro</u>: tecnologia meno collaudata e con maggiori costi di investimento; necessaria fonte di calore; maggiore degradazione dei materiali dovuta alle elevate temperature operative). <p>I processi di elettrolisi non determinano produzione diretta di CO₂. Nel caso di fornitura energia elettrica da fonti rinnovabili (fotovoltaico / eolico), si evitano anche le emissioni di CO₂ associate alla fonte di approvvigionamento energetico.</p>	<p>Produzione di idrogeno mediante processo di elettrolisi, utilizzando un impianto fotovoltaico come principale fonte di energia elettrica.</p> <p>Tale soluzione consente di evitare la produzione di emissioni di CO₂, diversamente associata all'utilizzo di fonti energetiche non rinnovabili quali metano o carbone.</p>

Capitolo (IEA, 2019)	Aspetto Progettuale	Tecniche disponibili / in fase di sviluppo	Descrizione	Tecnica selezionata
			<p>Possibilità di raggiungere elevate efficienze di produzione idrogeno (comprese tra il 60% e l'81%).</p> <p>Necessita di circa 9 litri d'acqua per kg di H₂ prodotto.</p>	
		Produzione di idrogeno da gas naturale	<p>La tecnologia SMR (Steam Methane Reforming) è dominante per la produzione di idrogeno su scala industriale.</p> <p>Necessità di gestione della CO₂ generata dal processo, tramite unità CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage).</p> <p>La tecnologia ATR (Autothermal Reforming) consente un maggior recupero di CO₂, con costi di cattura inferiori nel caso di ratei superiori al 90%.</p>	
		Produzione di idrogeno da carbone	<p>Genera elevati quantitativi di CO₂, con necessità di utilizzo tecnologie CCUS.</p> <p>Minor rateo di produzione idrogeno rispetto all'utilizzo di metano, con presenza di maggiori impurità da trattare.</p>	

Capitolo (IEA, 2019)	Aspetto Progettuale	Tecniche disponibili / in fase di sviluppo	Descrizione	Tecnica selezionata
		Produzione di idrogeno da biomasse	<p>Possibilità di produrre idrogeno “a basso contenuto di carbone”, ma con costi maggiori rispetto alla produzione da fotovoltaico / eolico.</p> <p>Potenziale di produzione su larga scala limitato dalla disponibilità di biomasse a costi vantaggiosi.</p>	
Capitolo 3	Stoccaggio	Stoccaggio in serbatoio	La possibilità di stoccaggio idrogeno compresso o liquefatto ad elevate efficienze (~99%) rende tale soluzione la più adatta in caso siano necessarie scorte localizzate e immediatamente disponibili.	Previsto lo stoccaggio dell'idrogeno prodotto in serbatoi a diverse pressioni operative.
		Stoccaggio geologico in giacimento	Maggiori prospettive per stoccaggio a lungo termine di quantitativi di idrogeno elevati, ma decisamente meno vantaggioso nel caso di utilizzi localizzati e che richiedono una immediata disponibilità della risorsa.	
	Distribuzione	Miscelazione dell'idrogeno nelle reti di gas naturale esistenti (blending)	<p>Consente di ridurre le emissioni di CO₂ associate al consumo di gas naturale.</p> <p>Consente di evitare ingenti costi di investimento legati allo sviluppo di una nuova rete di trasmissione.</p> <p>Nel caso di percentuali di idrogeno elevate, è necessario verificare la tolleranza di alcune parti della catena di distribuzione del gas naturale.</p>	Prevista la miscelazione (blending) in diverse percentuali dell'idrogeno (inizialmente, pari o inferiori al 10%) con gas naturale, ai fini della successiva fornitura alle utenze mediante la rete di distribuzione esistente e nuove linee blending dedicate.

Capitolo (IEA, 2019)	Aspetto Progettuale	Tecniche disponibili / in fase di sviluppo	Descrizione	Tecnica selezionata
		Distribuzione dell'idrogeno in nuove infrastrutture dedicate	<p><u>Distribuzione a lunga distanza</u></p> <p>Per distanze fino a 1500 km, il trasporto diretto dell'idrogeno gassoso in pipeline dedicate può essere considerato un'opzione conveniente (circa 1 USD per kg H₂). A distanze maggiori la conversione dell'idrogeno in ammoniaca o LOHC diviene preferibile, pur tenendo conto dei costi di conversione.</p> <p>Per quanto riguarda la spedizione via nave, vi è sia la necessità di sviluppare navi dedicate al trasporto di idrogeno puro, oltre che realizzare la necessaria infrastruttura (stoccaggi, impianti di liquefazione e rigassificazione, ecc.).</p> <p><u>Distribuzione a livello locale</u></p> <p>All'aumentare della distanza, la distribuzione di idrogeno mediante pipeline diviene via via più conveniente rispetto all'utilizzo di camion.</p>	
Capitolo 5	Opportunità di utilizzo	Utilizzo come combustibile pulito nel settore trasporti	Opportunità di utilizzo dell'idrogeno puro in mezzi elettrici con cella a combustibile (bus, camion, autovetture, ecc.).	<p>Si prevede l'utilizzo dell'idrogeno prodotto dall'impianto P2G come:</p> <ul style="list-style-type: none"> – combustibile pulito nel settore trasporti per il rifornimento di autobus alimentati a idrogeno; – combustibile per la fornitura di calore agli edifici in miscela con il gas naturale (blending) proveniente dalla rete esistente,
		Utilizzo come combustibile per la fornitura di calore agli edifici	<p>Opportunità di utilizzo nelle seguenti modalità:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Miscelazione con gas naturale (blending); 	

Capitolo (IEA, 2019)	Aspetto Progettuale	Tecniche disponibili / in fase di sviluppo	Descrizione	Tecnica selezionata
			<ul style="list-style-type: none"> – Produzione di metano da idrogeno pulito (metanazione); – Utilizzo come idrogeno puro (implica maggiori costi di investimento iniziali, nonché maggiori implicazioni in termini di sicurezza e costo all'utente finale dell'energia fornita). 	<p>contribuendo in tal senso a ridurre gli utilizzi di metano da parte delle utenze finali.</p> <p>Tale soluzione consente inoltre di compensare la variabilità intrinseca nella produzione di elettricità da fotovoltaico.</p>
		Utilizzo di idrogeno per la produzione di energia elettrica e lo stoccaggio di energia	<p>Costituiscono opportunità di sviluppo:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Utilizzo di gas ricchi di idrogeno nelle turbine degli impianti di cogenerazione, al fine di ridurre le emissioni di CO₂; – Utilizzo di celle a idrogeno per la produzione di energia elettrica in situazioni di back-up e off-grid; – Stoccaggio a lungo termine dell'energia in giacimento sotto forma di idrogeno, per sua futura riconversione e utilizzo (elevate perdite di conversione). 	