

Ricerca di Sistema elettrico



Sviluppo del modello completo in matlab/simulink e sua applicazione a differenti configurazioni e parametri per la variazione del costo dei gas rinnovabili nell'applicazione Power to Gas (LA2.18)

Roberta Caponi, Enrico Bocci, Claudia Bassano

Sviluppo del modello completo in matlab/simulink e sua applicazione a differenti configurazioni e parametri per la variazione del costo dei gas rinnovabili nell'applicazione Power to Gas(LA2.18)

R.Caponi, E. Bocci (Università degli Studi Guglielmo Marconi)

C.Bassano (ENEA)

Dicembre 2024

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica -ENEA Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024

Obiettivo: Decarbonizzazione

Progetto: 1.3 - Progetto Integrato Tecnologie dell'Idrogeno

Linea di attività: LA2.18

Responsabile del Progetto: Luca TURCHETTI, ENEA

Responsabile del Work Package: Luca TURCHETTI, ENEA

Responsabile Linea di Attività: Enrico BOCCI, Università degli Studi Guglielmo Marconi

Mese inizio previsto: Luglio 2023

Mese inizio effettivo: Luglio 2023

Mese fine previsto: Dicembre 2024

Mese fine effettivo: Dicembre 2024

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione: *"Definizione di casi studio e relative analisi tecnico-economiche per applicazioni power to gas"*

Indice

1	Risultati attesi	3
2	Risultati ottenuti.....	4
3	Prodotti attesi	7
4	Prodotti sviluppati	8
5	Analisi degli scostamenti su attività e risultati.....	9
6	Sintesi delle attività svolte	10
7	Dettaglio delle attività svolte.....	11
8	Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte.....	13
9	Pubblicazioni scientifiche	14
10	Eventi di disseminazione	15

1 Risultati attesi

La presente attività si inserisce nel progetto di ricerca di cui all'art. 10 comma 2, lettera a) del Decreto 26/01/2000, relativo al Piano Triennale di realizzazione 2022-2024 della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale, e riguarda la linea di attività 1.3 denominata "Progetto integrato tecnologie dell'idrogeno". Nello specifico, l'attività in oggetto è la LA 2.18, contenuta nel WP2, dal titolo "Sviluppo del modello completo in matlab/simulink e sua applicazione a differenti configurazioni e parametri per la variazione del costo dei gas rinnovabili nell'applicazione Power to Gas"

I risultati attesi come descritti nel capitolato sono i seguenti:

- Sviluppo di un modello parametrico dettagliato di analisi tecnico-economica per la valutazione di sistemi PtG mediante ambiente Matlab/Simulink
- Ottimizzazione degli scenari precedentemente investigati nella linea di attività LA 2.17, considerando esplicitamente le strategie di controllo operativo e le dinamiche transitorie dell'impianto
- Aggiornamento del modello parametrico preliminare di analisi tecnico-economica per sistemi PtG sviluppato in ambiente Excel
- Analisi di sensitività multi-parametrica, valutazione degli indici di redditività economico-finanziaria dell'investimento, quali VAN, TIR e payback time e investigazione sui sistemi di incentivazione vigenti e futuri, al fine di garantire la sostenibilità economica della produzione di gas rinnovabili.

Il rapporto tecnico-Deliverable da produrre in questa linea di attività è denominato: "Studio multi-parametrico della variazione del costo dei gas rinnovabili per applicazioni Power to Gas mediante modellazione tecnico-economica di dettaglio in ambiente MATLAB/Simulink".

2 Risultati ottenuti

I risultati ottenuti dal conseguimento della linea di attività LA 2.18 sono i seguenti:

- Sviluppo di tre modelli tecnico-economici in ambiente Matlab per l'analisi di altrettanti casi studio di sistemi Power-to-Gas (PtG), identificati come le configurazioni più promettenti sia dal punto di vista economico che della fattibilità tecnologica nella precedente linea di attività. Questi modelli dinamici e multi-parametrici, basati su dati orari relativi alla produzione energetica da fonti rinnovabili e all'andamento dei costi dell'energia elettrica, consentono di ottimizzare il dimensionamento degli impianti e le strategie di gestione dell'idrogeno prodotto. L'obiettivo finale è la minimizzazione del costo di produzione dei gas rinnovabili (LCOX) attraverso una modellazione dettagliata e l'impiego di algoritmi genetici.

I tre modelli sviluppati non soltanto forniscono le basi metodologiche e i dati di input essenziali per proseguire le attività di ricerca e, ma contribuiscono concretamente alla crescita del settore consentendo di intraprendere decisioni informate sulla progettazione e gestione degli impianti, riducendo i rischi di sovradimensionamento o sottodimensionamento e abbassando di conseguenza il costo complessivo di produzione dei gas rinnovabili. Questo si traduce in un contenimento degli oneri per il sistema elettrico e, in prospettiva, per gli utenti finali, favorendo un uso più efficiente delle risorse.

- La puntuale definizione delle quantità e del costo dei gas rinnovabili prodotti, che sia idrogeno o biometano, è ottenuta attraverso l'applicazione di modelli matematici rigorosi e vincoli fisici, che integrano le strategie di controllo operativo. In particolare, la stima della produzione fotovoltaica è effettuata su base oraria utilizzando il fattore di capacità, definito come il rapporto tra l'energia effettivamente generata in un determinato istante e l'energia massima teoricamente producibile nello stesso intervallo temporale in una predefinita località.

La gestione del ciclo di carica e scarica delle batterie è modellata considerando la capacità nominale e quella massima di ricarica, mentre la determinazione della potenza oraria erogata agli elettrolizzatori è sviluppata attraverso un approccio multi-megawatt. In questo contesto, la potenza disponibile agli elettrolizzatori dipende sia dalla produzione diretta della fonte primaria sia dal supporto erogato dalle batterie, ed è vincolata dalla potenza nominale massima degli elettrolizzatori.

Il sistema di stoccaggio stazionario dell'idrogeno compresso è progettato affinché, al termine della simulazione annuale, lo stato di carica residuo del serbatoio risulti uguale o superiore al valore iniziale, garantendo così la continuità operativa del sistema. Il modello del compressore è sviluppato sotto le ipotesi di condizioni stazionarie, compressione adiabatica e assenza di cadute di pressione, integrando le correzioni relative all'efficienza isentropica di ciascuna fase di compressione per una rappresentazione accurata del processo.

Infine, il dimensionamento del processo di metanazione è studiato per operare in regime continuo.

- I dati di input, originariamente selezionati per l'analisi della LA2.17 sulla base di schede tecniche e quotazioni fornite da diversi produttori del settore, sono stati aggiornati per riflettere le attuali dinamiche di mercato. La variazione più significativa riguarda il prezzo delle batterie, che nel periodo post-Covid-2019 ha evidenziato una riduzione media del 20% rispetto ai livelli del 2023 (BloombergNEF, 2024). Ulteriori studi prevedono una diminuzione dei costi fino a 80 €/kWh entro il 2030 (Hettesheimer et al., 2023). Di conseguenza, in questo studio il prezzo del pacco batterie è stato revisionato a 140€/kWh, contrariamente al valore precedente di 235 €/kWh. Questo ha avuto un impatto significativo sui risultati.
- L'analisi dei risultati evidenzia che la configurazione ottimale per la produzione di idrogeno corrisponde alla scelta di un elettrolizzatore di taglia minima in grado di soddisfare la domanda operando per un numero elevato di ore annuali, associata a un sistema di stoccaggio non stagionale. Infatti, una capacità produttiva inferiore comporta un sottodimensionamento che, per garantire la continuità operativa, richiede un incremento rilevante della capacità di accumulo, penalizzando la convenienza economica a causa degli elevati costi unitari. Al contrario, un sovradimensionamento dell'elettrolizzatore comporta una riduzione dell'utilizzo specifico e un aumento dei costi complessivi, allontanando comunque la configurazione dall'ottimo economico. Questo effetto è principalmente dovuto al profilo dei prezzi dell'energia elettrica preso come riferimento (PUN orario 2023), caratterizzato da una scarsa variabilità intragiornaliera, che limita le opportunità di ottimizzazione economica tramite gestione flessibile della produzione.

Per lo scenario relativo all'idrogeno destinato alla mobilità, il LCOH ottimale è risultato pari a 11 €/kg, valore che può ridursi fino a 7,98 €/kg se si valorizza anche il surplus produttivo, pari al 27% dell'idrogeno generato. Per garantire la competitività economica rispetto al gasolio, non tenendo conto degli eventuali extracosti dei mezzi ad idrogeno, il prezzo di vendita all'utenza prestabilita, flotta di autobus, dovrebbe attestarsi al di sotto di 8,42 €/kg. Per ottenere un TIR del 10%, dal sull'investimento nella produzione e distribuzione dell'idrogeno, ritenuto adeguato a questo tipo di investimento, si rende necessario un incentivo in conto capitale pari a 6.257.136,74 € su un valore totale degli impianti di € 16.729.104,71 € ovvero pari all'34%.

Nel secondo scenario, relativo all'immissione del 2% di idrogeno nella rete del gas naturale, il LCOX ottimale risulta pari a 1,26 €/kg, corrispondente a 75,10 €/MWh in termini di potere calorifico superiore della miscela. La componente principale dei costi è riconducibile al prezzo del gas naturale e ai costi associati alle emissioni di CO₂. Considerando che il costo specifico della miscela con idrogeno rinnovabile è superiore dell'1,2% rispetto al gas naturale, è stato calcolato che un "premium price" di 0,88 €/MWh renderebbe l'operazione economicamente sostenibile. L'introduzione di un incentivo a copertura dei

CAPEX consente di ridurre tale premio a 0,77 €/MWh, migliorando ulteriormente la redditività del sistema.

Nell'ultimo scenario analizzato, il LCOX ottimale del biometano è stato stimato pari a 2,56 €/kg, corrispondenti a circa 184 €/MWh considerando il potere calorifico inferiore del metano. Dall'analisi finanziaria basata su un approccio di equivalenza energetica con il metano, si è stimato che per garantire la redditività dell'investimento con un TIR del 10%, siano necessari incentivi in conto capitale pari a circa 43 milioni di euro su un valore totale degli impianti di circa 52 milioni di euro ovvero pari al 82%. Affinché il processo PtM risulti bancabile, è fondamentale intervenire sulla riduzione del costo associato all'idrogeno, che rappresenta la voce più rilevante della spesa operativa. In tal senso, risulta strategico ottimizzare il rapporto H_2/CO_2 e limitare la quantità di H_2 elettrolitico necessaria, riducendo così anche le esigenze di stoccaggio. Un'opzione efficace è l'integrazione di un processo Water-Gas Shift, il quale, operando sulla CO e sul vapore acqueo, consente la produzione di H_2 e l'adattamento della stechiometria del gas di processo, riducendo il fabbisogno di idrogeno da elettrolisi. In alternativa, un approccio complementare consiste nell'individuare soluzioni tecnologiche a minor costo per la produzione e la fornitura di idrogeno verde, rispetto all'elettrolisi e al relativo sistema di accumulo, al fine di incrementare la sostenibilità economica complessiva del progetto.

È stato, inoltre, prodotto il rapporto tecnico di riferimento R2.18-1, dal titolo: "Studio multi-parametrico della variazione del costo dei gas rinnovabili per applicazioni Power to Gas mediante modellazione tecnico-economica di dettaglio in ambiente MATLAB/Simulink". Questo documento è stato elaborato dal Prof. Enrico Bocci e dall'Ing. Roberta Caponi con la collaborazione della Dott.ssa Claudia Bassano.

3 Prodotti attesi

Il capitolato relativamente a questa linea di attività non riporta prodotti attesi come hardware o software, ma comprende lo sviluppo di un modello completo in Matlab per permettere di analizzare l'accoppiamento dei vari sistemi di conversione energetica con l'utilizzo di vettori annuali con risoluzione oraria rappresentanti l'input energetico e la domanda di gas rinnovabile da integrare in un deliverable (vedi risultati attesi).

4 Prodotti sviluppati

Durante il periodo di attività sono stati sviluppati tre modelli parametrici di analisi tecnico-economica in ambiente MATLAB, capaci di valutare in dettaglio diverse configurazioni di sistemi PtG. I modelli hanno permesso di raggiungere risultati significativi nel dimensionamento degli impianti e nell'ottimizzazione delle strategie di gestione dell'idrogeno. Nel dettaglio sono stati sviluppati i seguenti modelli:

- **Scenario 1: Idrogeno per la mobilità caso "off-grid":** il caso studio prevede un sistema di rifornimento per autobus a idrogeno dotato di produzione in-situ, in grado di generare 500 kg di idrogeno al giorno mediante un elettrolizzatore PEM alimentato da un impianto fotovoltaico.
- **Scenario 2: Idrogeno in rete "on-grid":** è stato implementato un approccio per l'integrazione di una miscela contenente il 2% in volume di idrogeno nella rete del gas naturale, con l'obiettivo di soddisfare il fabbisogno energetico di un distretto urbano di medie dimensioni, rappresentato dalla Provincia di Siena. La produzione di idrogeno, realizzata tramite elettrolisi con connessione diretta alla rete elettrica, ha permesso di valutare l'impatto e la sostenibilità di tale soluzione in un contesto reale.
- **Scenario 3: Metanazione della CO₂ mediante upgrading del biogas caso "off-grid":** tale caso studio analizza la produzione di idrogeno verde tramite elettrolisi alcalina alimentata da un impianto fotovoltaico dedicato e la sua reazione in un processo di metanazione con la CO₂, fornita da un processo di upgrading del biogas, per la produzione di biometano.

5 Analisi degli scostamenti su attività e risultati

Non si sono riscontrati scostamenti e criticità tecniche/economiche rispetto al periodo di tempo preventivato nel capitolato tecnico per svolgere le attività.

6 Sintesi delle attività svolte

Nell'ambito della linea LA2.18 sono stati sviluppati tre modelli multi-parametrici in Matlab per l'analisi di scenari PtG, con l'obiettivo di ottimizzare il dimensionamento e la gestione dei flussi al fine di minimizzare il LCOX. Tali modelli, attraverso una risoluzione oraria e l'applicazione di equazione matematiche e vincoli fisici sono in grado di rappresentare realisticamente le variazioni di efficienza dovute ai regimi operativi non stazionari. L'applicazione ai tre casi studio ha restituito configurazioni ottimali che portano a un LCOX pari a 11 €/kg per l'idrogeno destinato a una flotta di bus, 1,26 €/kg (75,10 €/MWh) per una miscela di idrogeno nella rete del gas naturale, e 2,56 €/kg (184 €/MWh) per il biometano. Per i primi due scenari, l'equilibrio economico può essere raggiunto tramite opportuni incentivi in conto capitale. Il terzo scenario, invece, richiede interventi strutturali volti a ridurre i costi associati all'idrogeno, non solo mediante supporti economici, ma anche attraverso strategie per minimizzarne il fabbisogno e lo stoccaggio nel processo.

7 Dettaglio delle attività svolte

Lo studio tecnico-economico relativo si fonda sui risultati emersi nella linea LA2.17, approfondendo ulteriormente gli scenari più significativi attraverso lo sviluppo di un modello multi-parametrico avanzato in Matlab. Tale modello non si basa più su efficienze statiche e predefinite, bensì è in grado di rappresentare realisticamente le variazioni di efficienza dovute ai regimi operativi non stazionari. L'analisi condotta in questa linea di attività è finalizzata ad ottimizzare il dimensionamento degli impianti e le modalità di gestione dell'idrogeno prodotto, con l'obiettivo finale di minimizzare il costo livellato di produzione (LCOX), parametro critico per la valutazione della competitività economica nel settore dell'energia.

A tal fine sono stati sviluppati tre distinti modelli in Matlab, ciascuno dei quali integra logica di gestione avanzate e vincoli fisici specifici sui singoli componenti dei sistemi. Due scenari prevedono la produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi alimentata da fonte rinnovabile. In queste configurazioni PtG, ipotizzate per l'area di Roma, la generazione di energia rinnovabile è affidata al solare fotovoltaico. Lo Scenario 1 si configura come una stazione di rifornimento per autobus con una produzione in-situ di 500 kg al giorno tramite un elettrolizzatore PEM. Lo Scenario 3 si focalizza su un caso PtM in cui l'idrogeno verde è prodotto tramite elettrolisi alcalina alimentata da un impianto fotovoltaico. La tecnologia alcalina è stata scelta in quanto oggetto di studio in un impianto di metanazione, sebbene di dimensioni inferiori, da ENEA all'interno della linea LA 2.01. I parametri generali di progetto si basano su quanto individuato da questa linea di attività.

In questi due casi denominati "off-grid", la configurazione ottimale dei quattro componenti – dimensionamento dell'impianto fotovoltaico, numero di elettrolizzatori, capacità della batteria e dello stoccaggio – è ottenuta mediante l'applicazione di un algoritmo genetico. Durante l'ottimizzazione, è stato introdotto un quinto parametro, corrispondente allo stato di carica iniziale dello stoccaggio di idrogeno. Attraverso un iterativo processo di valutazione, selezione, crossover e mutazione, l'algoritmo converge sulla configurazione che minimizza la funzione obiettivo LCOX, rispettando contestualmente i vincoli progettuali definiti. Per raggiungere questo obiettivo è stato sviluppato un modello che simula su base oraria l'interazione tra la produzione fotovoltaica, il funzionamento dell'elettrolizzatore, il flusso di massa all'interno dello stoccaggio, la compressione e i parametri economici associati.

Un ulteriore scenario analizzato, Scenario 2, viene implementato un approccio per l'integrazione di una miscela contenente il 2% in volume di idrogeno nella rete del gas naturale, studiato in parallelo nella linea di attività LA 2.31 affidata all'Università di Firenze. Tale approccio è finalizzato a soddisfare il fabbisogno energetico di un distretto urbano di medie dimensioni, rappresentato dalla Provincia di Siena. La produzione di idrogeno in questo scenario avviene tramite elettrolisi con connessione diretta alla rete elettrica, con un'attenzione particolare all'analisi del carico e della tariffazione oraria basata sul PUN, integrata con il costo delle GO, per certificarne la provenienza verde. In particolare, si è definita una metodologia che parte dalla determinazione del totale delle ore operative dei diversi elettrolizzatori, cui diversi valori di taglia sono forniti come input del modello, in funzione della domanda stabilita dalla percentuale di idrogeno da immettere in rete e da erogare in maniera continuativa. Mediante l'uso di una funzione obiettivo penalizzata – volta a minimizzare la dimensione dello stoccaggio – si ottimizza la sua capacità, garantendone così l'individuazione del costo più basso vincolato alla condizione dell'assenza di deficit nel ciclo produttivo. Infine, mentre la linea LA 2.35 si concentra sullo sviluppo di una metodologia di ottimizzazione tecnico-economica per valutare la capacità degli elettrolizzatori in funzione di scenari

nazionali – considerando il costo della corrente in scenari futuri e le ore di funzionamento– la presente linea di attività si concentra sulla definizione del dimensionamento ottimale in relazione a una domanda specifica, nonché sull'analisi finanziaria finalizzata a valutare la redditività dell'investimento e a individuare la tipologia di incentivi necessari per raggiungere tale obiettivo.

L'ultima fase dell'analisi ha riguardato l'identificazione dei principali fattori che influenzano il LCOX e la valutazione di strategie economico-finanziarie atte a garantire la redditività dell'investimento. Per lo Scenario 1, è stato condotto un confronto sulla base di un criterio di equivalenza energetica, al fine di determinare il prezzo di vendita alla pompa dell'idrogeno che ne consenta la competitività rispetto al gasolio, attualmente il principale combustibile impiegato nel settore. Assumendo un'erogazione giornaliera di idrogeno equivalente, in termini di contenuto energetico, a quella del diesel, e tenendo conto delle differenti efficienze tra sistemi a celle a combustibile e motori a combustione interna, è stato possibile stimare un prezzo di pareggio per l'idrogeno. Successivamente è stato valutato il ricavo atteso dalla vendita dell'idrogeno destinato alla flotta di autobus a tale prezzo di pareggio, nonché quello derivante dalla valorizzazione del surplus di produzione. Per quest'ultimo, si è ipotizzata una crescita progressiva dei volumi venduti, con un raddoppio annuo per i primi nove anni fino al raggiungimento della piena capacità di progetto. In parallelo, si è considerata una riduzione del prezzo unitario di vendita del surplus al crescere dei volumi immessi sul mercato, al fine di rappresentare realisticamente dinamiche di prezzo legate all'aumento dell'offerta.

Nel Scenario 2, l'analisi ha evidenziato un impatto rilevante del costo di approvvigionamento del gas naturale e del prezzo delle emissioni di CO₂ sul valore del LCOX della miscela gas naturale-idrogeno. Al fine di valutare la sostenibilità economica dell'iniziativa, è stato definito un *"premium price"*, ossia il sovrapprezzo unitario che l'utilizzatore finale dovrebbe sostenere per l'acquisto del combustibile contenente una quota del 2% di idrogeno in volume, rispetto al corrispettivo energetico del solo gas naturale. Questo valore corrisponde alla condizione di VAN pari a zero. Successivamente, è stato determinato il premium price minimo necessario nel caso in cui vengano incentivati i costi in conto capitale.

Infine, Nel Scenario 3, il parametro che incide maggiormente sul LCOX della produzione di biometano è risultato essere il costo del biogas in ingresso, al quale si somma l'incidenza del costo di produzione dell'idrogeno impiegato nel processo. L'analisi economico-finanziaria complessiva è stata condotta considerando, oltre ai ricavi derivanti dalla vendita del biometano, anche quelli associati alla cessione dell'idrogeno in eccesso, alla valorizzazione del calore recuperato durante la reazione di metanazione e ai proventi derivanti dalla valorizzazione della CO₂ catturata e convertita. Tuttavia, tale valutazione è stata effettuata limitatamente alla quantità di CH₄ effettivamente generata tramite metanazione, escludendo quindi il metano già presente nel biogas. Ciò al fine di evitare un risultato falsato dalla valorizzazione di un flusso di metano preesistente, ottenibile a costi significativamente inferiori rispetto a quello derivante dalla sintesi con H₂. Per ultimo, è stato quantificato il livello di incentivi sui costi capitali necessario per garantire un TIR del 10%, assumendo un prezzo di riferimento basato sull'equivalenza energetica con il metano fossile.

8 Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte

Tutte le attività svolte all'interno di questa linea di attività sono state gestite senza la necessità di consulenze esterne, svolgendo l'intero processo all'interno dell'ambito dell'Università Marconi. L'esecuzione di tali attività ha portato con successo all'ottenimento dei risultati previsti.

9 Pubblicazioni scientifiche

Caponi, R., Vizza, D., Bocci, E., Del Zotto, L., Bassano, C., "Dynamic Modeling for Improving Operation of a Coupled Photovoltaic-AEM Electrolyzer System" – presentato in occasione della Conferenza SDEWES 2024 a Roma.

Vizza, D., Caponi, R., Bocci, E., Del Zotto, L., Bassano, C., "Cost effective hydrogen production of coupled photovoltaic and electrolyzer systems considering plant lifetime and geographical location" – presentato in occasione della Conferenza SDEWES 2024 a Roma. Manuscript in fase di revisione nella rivista Energy Conversion and Management X.

10 Eventi di disseminazione

19th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems (SDEWES) – Roma, 8-12 Settembre 2024

IV Workshop del Progetto Integrato Tecnologie dell'Idrogeno – 20 Dicembre 2024