



The European House
Ambrosetti



THINK TANK | MANAGEMENT CONSULTING | LEADERS' EDUCATION | SUMMIT

IL BIOMETANO IN ITALIA: Prospettive di sviluppo e integrazione per una filiera competitiva

17 giugno 2025, Roma



COMMUNITY BIOMETANO



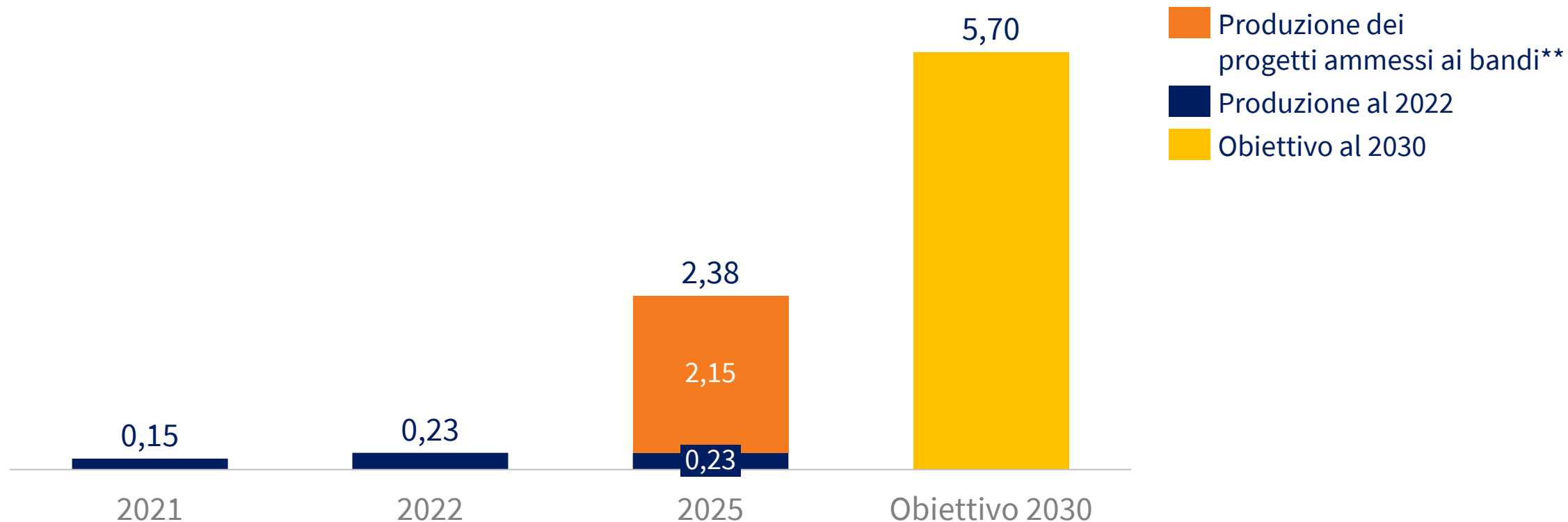
Obiettivi della riunione

- Affrontare le **criticità che ostacolano lo sviluppo del biometano**, in particolare quelle legate agli allacciamenti alla rete gas e alla mancanza di una visione di lungo periodo post-2026
- Valorizzare il **ruolo strategico della rete come infrastruttura abilitante** per una filiera più solida, integrata e attrattiva
- Favorire la **condivisione di esperienze tra attori pubblici e privati**, incluse istituzioni centrali e locali, operatori, imprese e regolatori
- Avviare un **confronto stabile e strutturato sul futuro del settore** e sui meccanismi di supporto agli investimenti

Il PNIEC italiano fissa obiettivi ambiziosi per la produzione di biometano, ma i progressi devono accelerare per raggiungere gli obiettivi al 2030



Produzione di biometano in Italia e target PNIEC* al 2030 (bcm), 2021-2024, target 2030



*PNIEC – Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima **progetti presentati e ammessi attraverso le aste nell’ambito del D.M. «produzione di biometano» 15 settembre 2022

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati PNIEC ed EBA, 2025

Sebbene l'interesse per il biometano sia elevato, la scadenza prevista dal PNRR si avvicina rapidamente e rischia di far perdere gli incentivi a numerosi progetti

Esiti della 5° e ultima asta di "Produzione di Biometano – D.M. 15/9/2022"

Richieste inviate
298



148 progetti

**Approvato e finanziato
con i fondi PNRR**



150 progetti

Idonei e ammessi a beneficiare dell'incentivo grazie all'approvazione di 06/2025 di Bruxelles di riallocare i €640 mln **dedicati al settore dell'idrogeno** per settori hard-to-abate **allo sviluppo del biometano**

Sfide principali



Per poter accedere al contributo in conto capitale l'impianto dovrà entrare in esercizio e immettere biometano in rete entro il 30/06/2026

Per garantire uno sviluppo più rapido del settore e attrarre investimenti, l'Italia deve affrontare diverse sfide...

Quali sono le sfide che ostacolano lo sviluppo del settore?



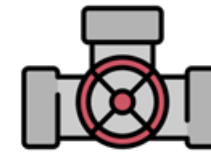
Assenza di un framework normativo stabile e di lungo termine

Garantire il sostegno tariffario al biometano anche dopo la scadenza del contributo PNRR



Tempi estesi di realizzazione delle interconnessioni

Causati da ostacoli burocratici e frammentata normativa fra regioni



Necessità di ottimizzazione delle interconnessioni

Ottimizzazione del ruolo di TSO e DSO e ottimizzazione dei costi di connessione vs. sviluppo rete



Quadro regolatorio per gli impianti minori

Non esiste un regime semplificato specifico e i costi fissi e la complessità procedurale possono penalizzare chi opera su scala modesta

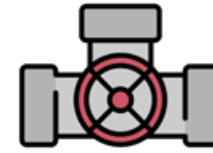
... e valutare soluzioni implementabili in grado di incentivare la crescita e sviluppo di impianti di biometano



Valutare la possibilità di introdurre un **massimale (cap) sui costi di connessione per i produttori di biometano**



Ridurre la frammentazione autorizzativa regionale per le infrastrutture di interconnessione attraverso lo sviluppo di un **modello uniforme** che acceleri lo sviluppo delle progettualità



Aumentare il **ruolo e coinvolgimento dei distributori locali** in un modello che ottimizzi i costi di connessione in funzione

Valorizzare la flessibilità degli impianti

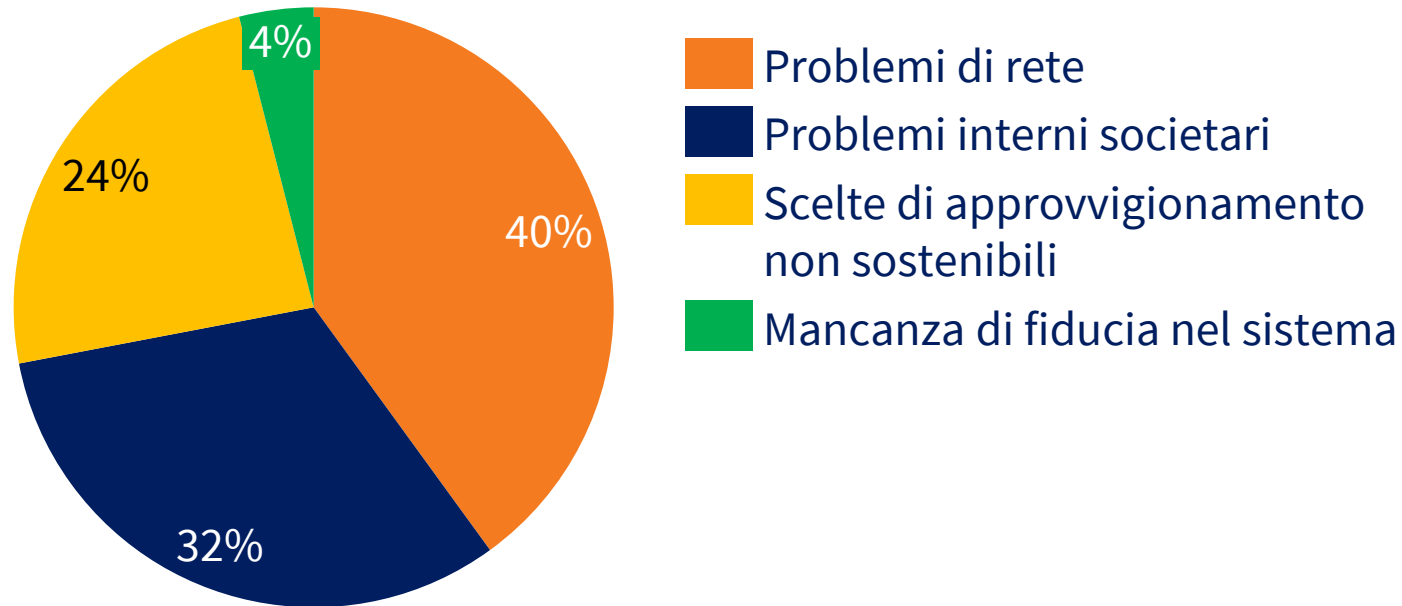


Definire un **quadro di supporto** volto a stimolare la riconversione anche degli impianti di piccole dimensioni

Come si potrebbe dare maggiore stimolo agli investimenti?

Un fattore critico per lo sviluppo dei progetti di biometano è rappresentato dalla rete: causa di rinuncia che ha coinvolto il 25% dei progetti di riconversione

Principali criticità nelle riconversioni (valori assoluti e %),
settembre 2024



Escludendo chi ha rinunciato a causa della piccola dimensione degli impianti e degli incentivi FER di lunga durata, **le criticità legate alla rete rappresentano la principale causa**



**Fotografia a
Settembre 2024**

Del totale impianti che ha rinunciato alla conversione **il 40% lo ha fatto per criticità legate alla rete.**

Nel dettaglio a causa di:

- Rete troppo lontana
- Rete che non smaltisce
- Rete a pressione elevata

Inoltre, i costi legati alla rete e di fideiussione continuano a rappresentare ostacoli significativi per i produttori



Allacciamenti

Costi per connettere un impianto di biometano alla rete, che aumentano il capitale iniziale necessario.

Costo poco modulabile per scale minori

Fideiussioni

Ulteriore costo per le aziende in quanto viene richiesto loro di disporre di risorse liquide sufficienti o di linee di credito per coprire eventuali inadempimenti

Queste due criticità rappresentano ostacoli pratici ed economici che rendono più complesso e rischioso lo sviluppo di impianti di biometano

Paesi come la Francia e la Germania hanno introdotto meccanismi per alleviare il peso dei costi di connessione per i produttori di biometano



2018

Introduzione di un meccanismo di condivisione dei costi di connessione fra produttore di impianti e gestore della rete. Il **gestore** inizia a coprire il **40% dei costi di allacciamento per impianti di biometano**

2022

Il **contributo del gestore della rete aumenta a 60%** con un limite massimo di 600.000€, riducendo significativamente l'onere finanziario per i produttori

2023

Il meccanismo è **esteso a tutti i gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio**



I costi sono condivisi fra produttore dell'impianto e il gestore delle rete del gas.

La proporzione di questi costi è stabilita come segue:

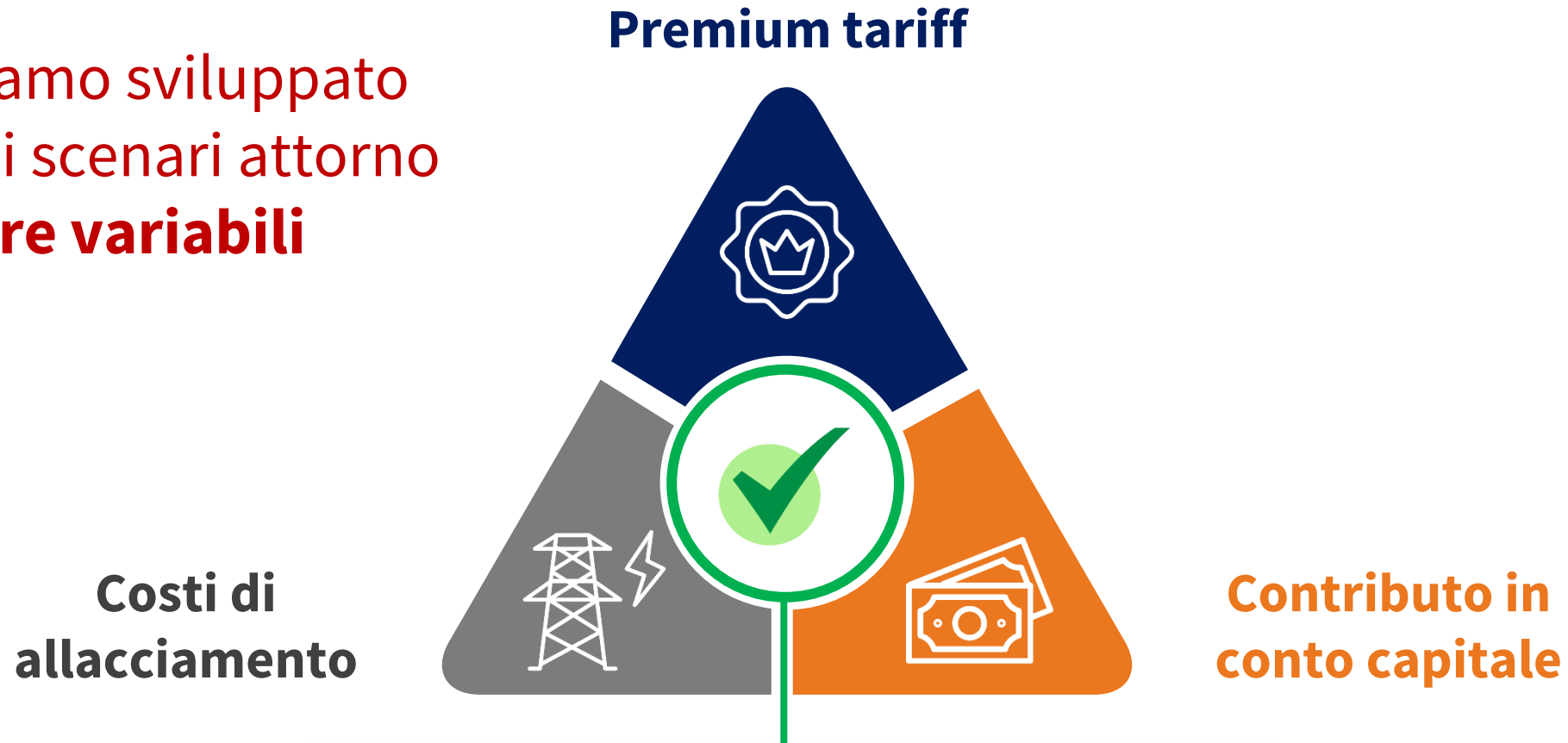
- il **25%** dei costi è a carico del produttore
- il **75%** è coperto dal gestore della rete.

Se la **lunghezza della tubazione di collegamento** è inferiore a **1.000 metri**, la quota a carico del produttore non deve superare i **250.000 €**.

Se la **lunghezza della tubazione** supera i **10 km**, il gestore di rete è responsabile per il **100%** dei costi aggiuntivi legati al collegamento.

Può il passaggio degli oneri di rete essere un incentivo in grado di dare continuità post-2026?

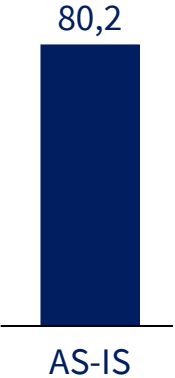
Abbiamo sviluppato
diversi scenari attorno
tre variabili



Combinazione delle variabili che riescono
a risultare in un **IRR adeguato per la
sostenibilità dell'investimento**

Scenario AS-IS: Nell'attuale scenario AS-IS, il combinato effetto del contributo in conto capitale e della tariffa premium consente, nonostante gli ingenti costi di allacciamento, di raggiungere un IRR **pre-tax ideale**

Premium Tariff (€/MWh)



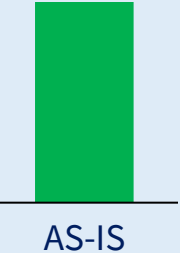
GRANT (% spesa ammissibile)



Costi di allacciamento (€)



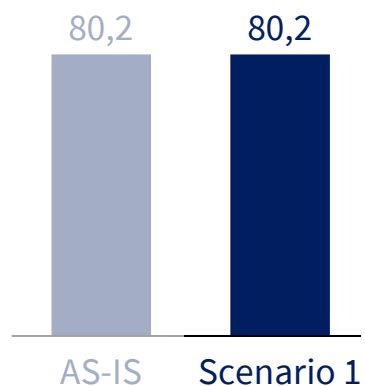
IRR PRE-TAX



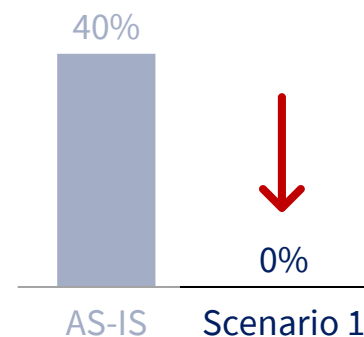
298 impianti hanno colto le opportunità

Primo scenario: A seguito di una riduzione del finanziamento pubblico, l'IRR subirebbe una **contrazione di 15 punti percentuali**, con un impatto negativo sul rendimento economico dell'impianto

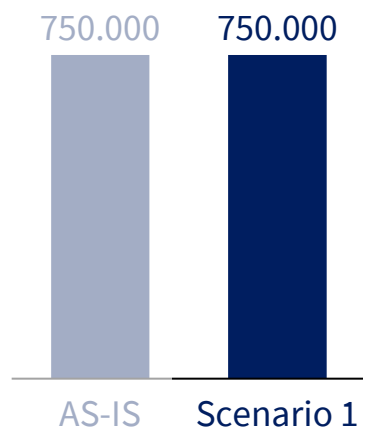
Premium Tariff (€/MWh)



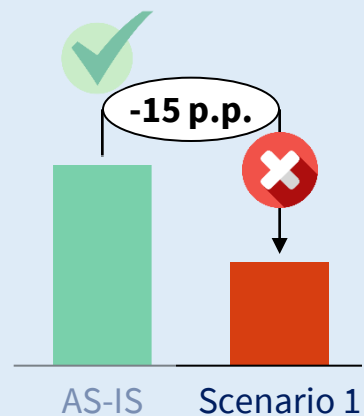
GRANT (% spesa ammissibile)



Costi di allacciamento (€)



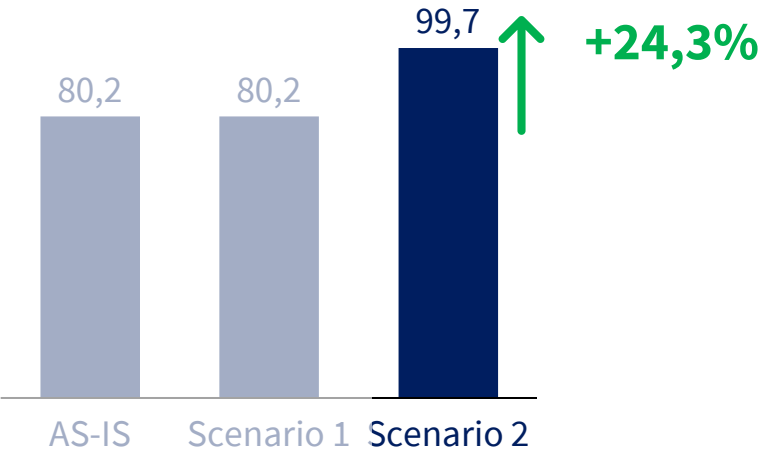
IRR PRE-TAX



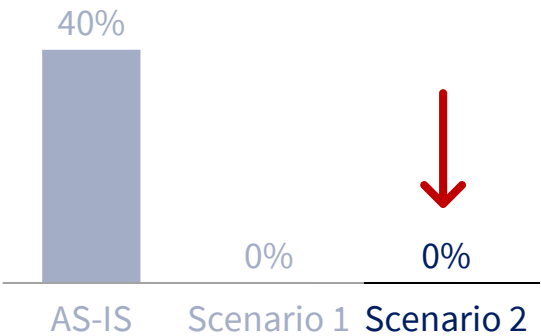
Stop investimenti

Secondo scenario: Per compensare la riduzione del finanziamento e ripristinare l'IRR a un valore ideale, **sarebbe necessario incrementare la tariffa premium del 24,3% rispetto al valore attuale**

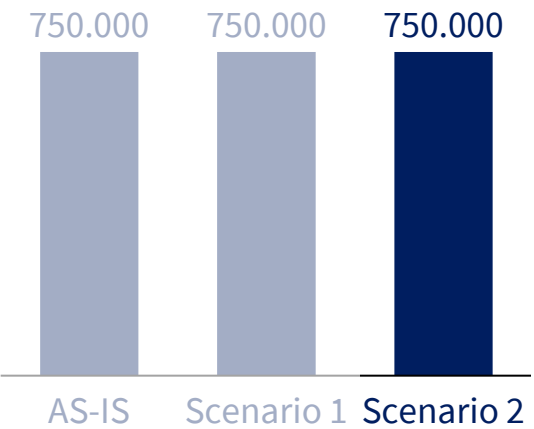
Premium Tariff (€/MWh)



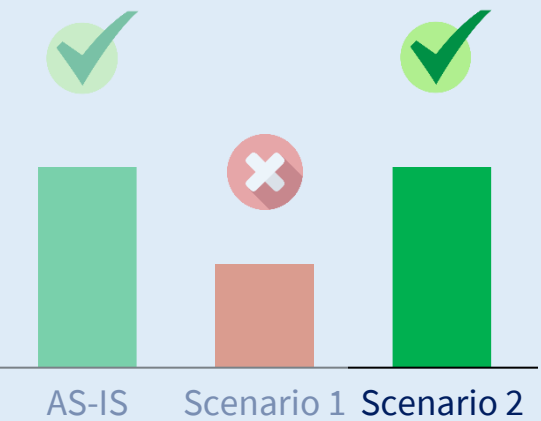
GRANT (% spesa ammissibile)



Costi di allacciamento (€)

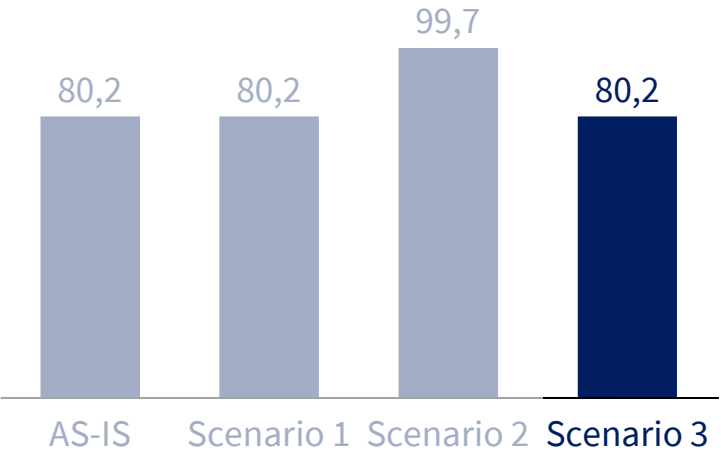


IRR PRE-TAX

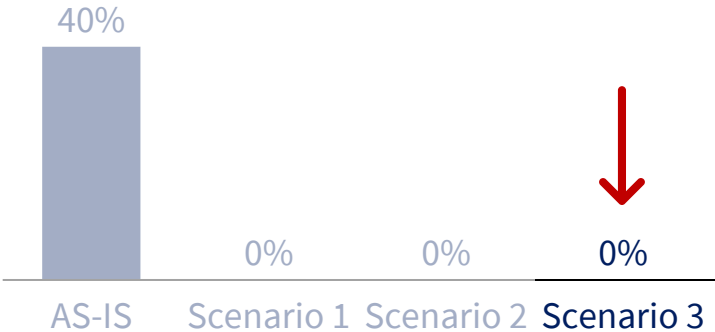


Terzo scenario: Ipotizzando una totale riduzione del GRANT e mantenendo invariata la tariffa premium, **l'introduzione di un massimale di 50.000 €** comporterebbe un miglioramento dell'IRR di soli due punti percentuali rispetto allo scenario 1

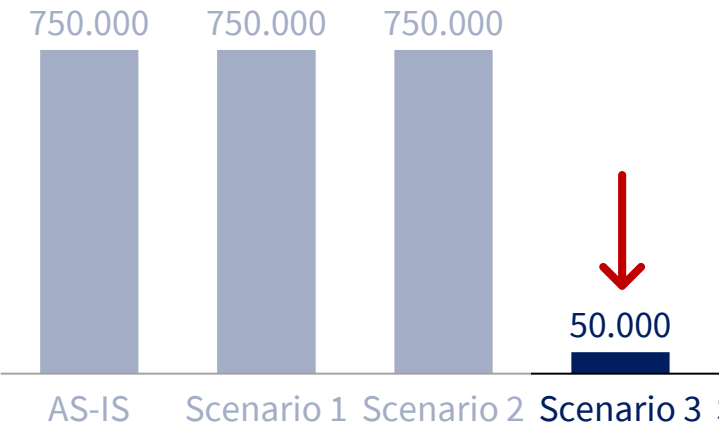
Premium Tariff (€/MWh)



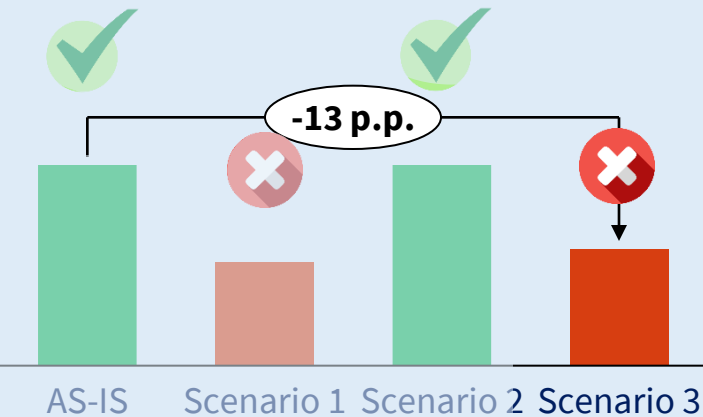
GRANT (% spesa ammissibile)



Costi di allacciamento (€)



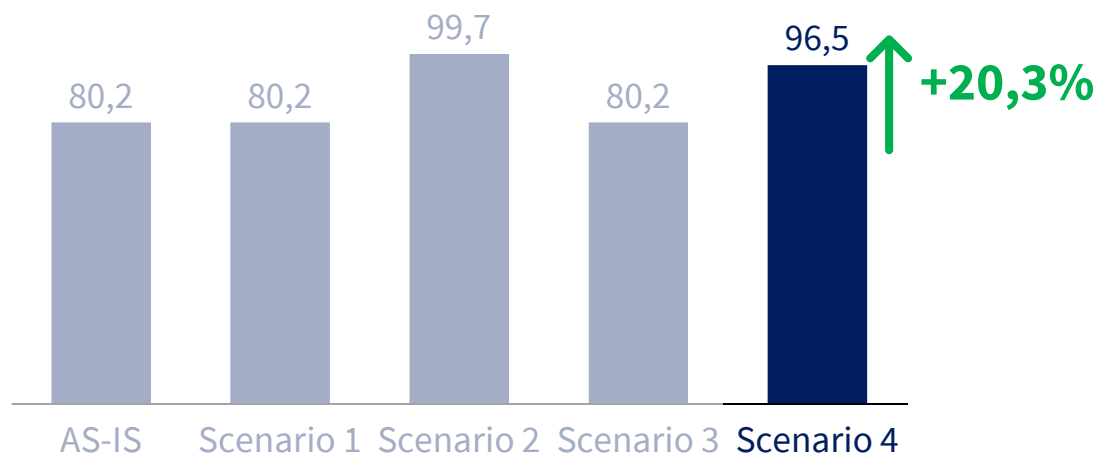
IRR PRE-TAX



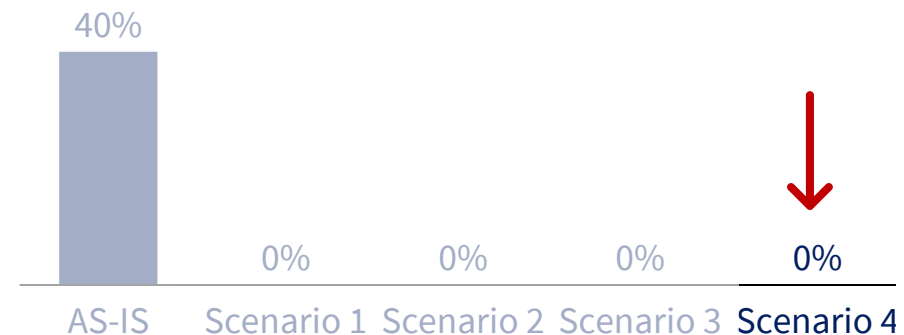
**Non
sufficiente**

Quarto scenario: A seguito della riduzione del contributo in conto capitale e dei costi di allacciamento, è stato valutato di quanto dovrebbe aumentare la tariffa premium per ripristinare l'IRR al valore ideale. La tariffa premium dovrebbe aumentare del 20,3% rispetto ai valori attuali

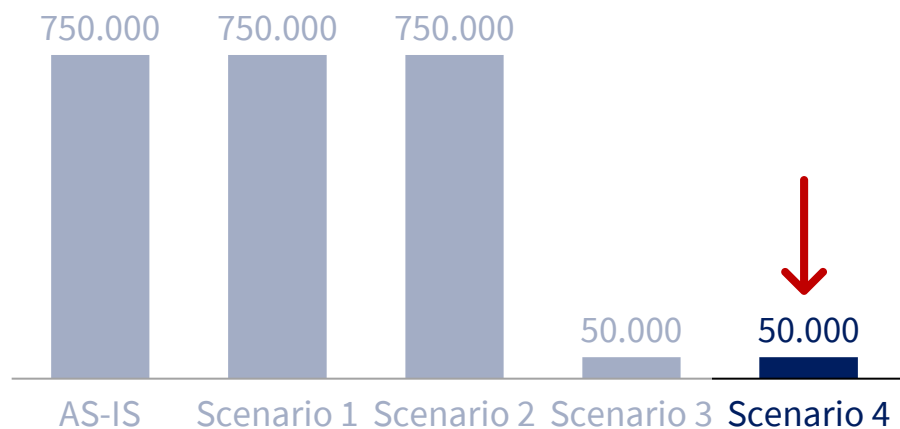
Premium Tariff (€/MWh)



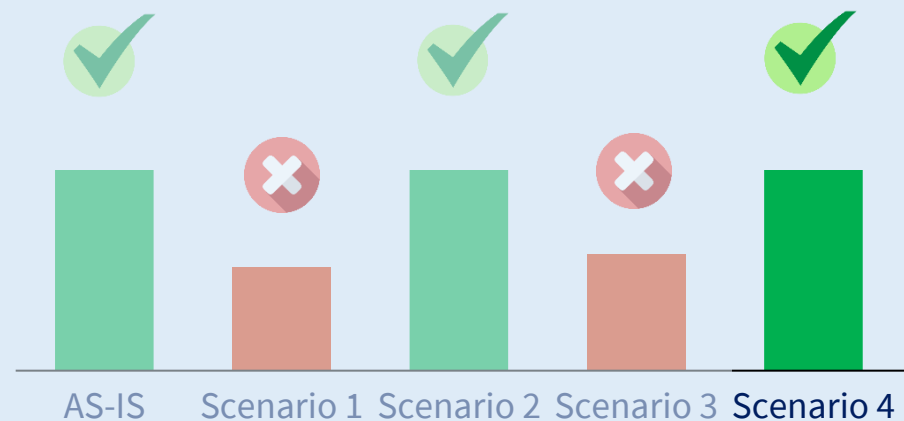
GRANT (% spesa ammissibile)



Costi di allacciamento (€)

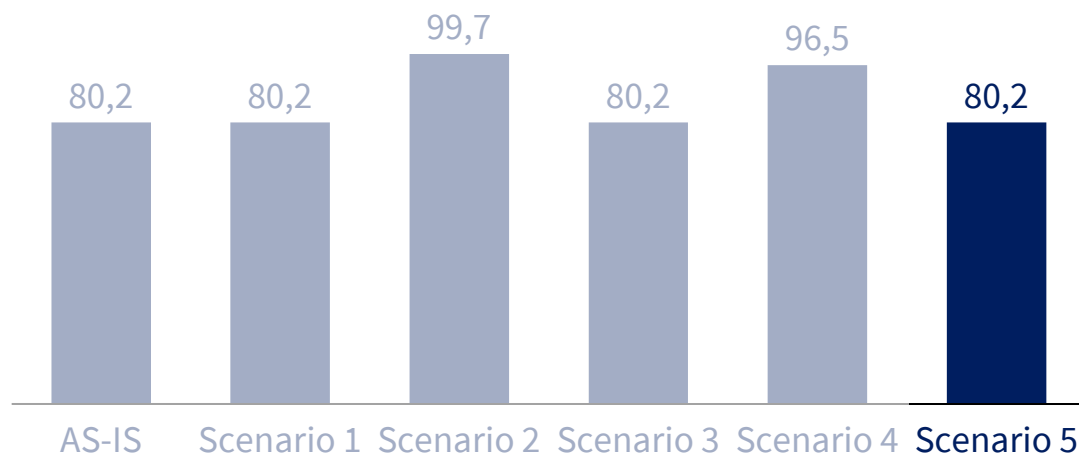


IRR PRE-TAX

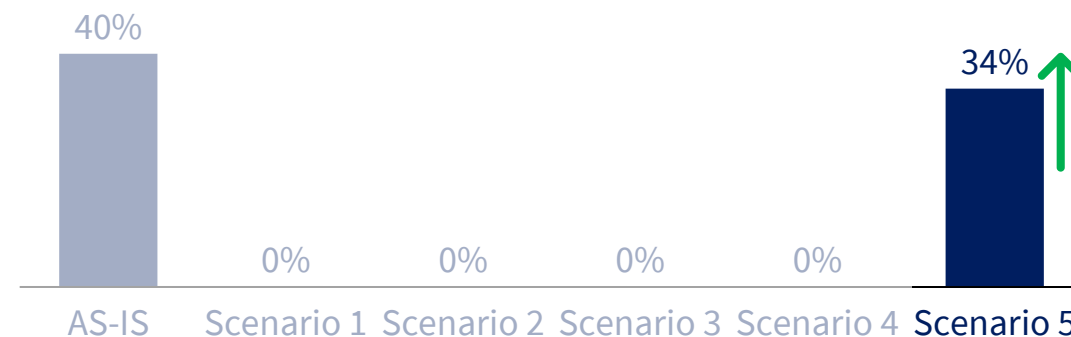


Quinto scenario: Mantenendo costante la tariffa premium e riducendo i costi di allacciamento, per ripristinare l'IRR è sarebbe necessario un GRANT pari almeno al 34% dei costi sostenuti

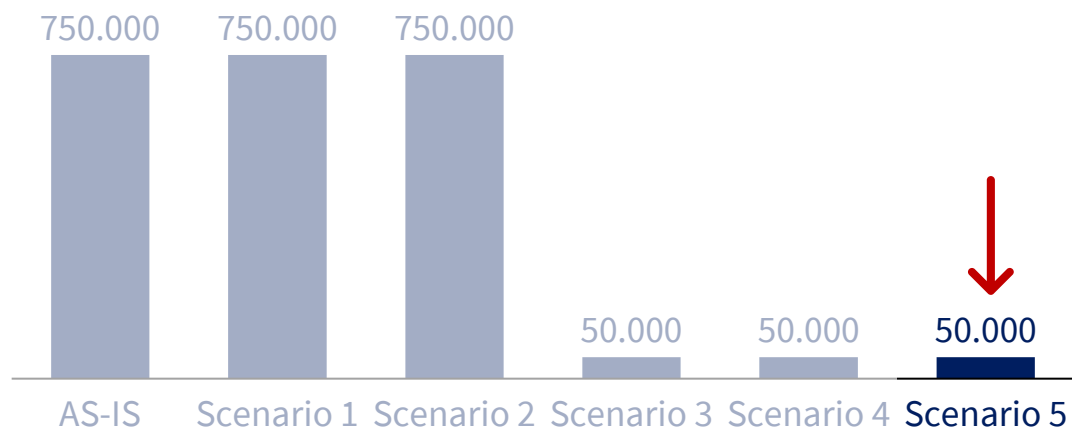
Premium Tariff (€/MWh)



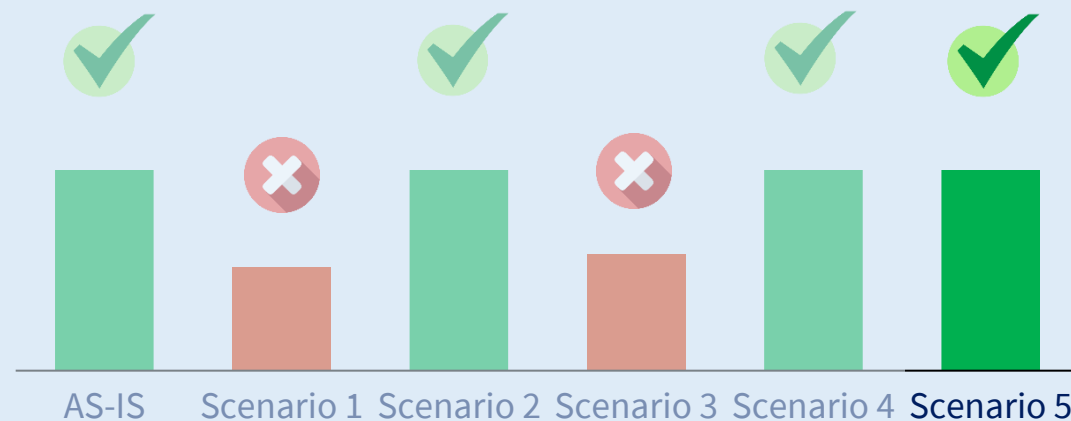
GRANT (% spesa ammissibile)



Costi di allacciamento (€)

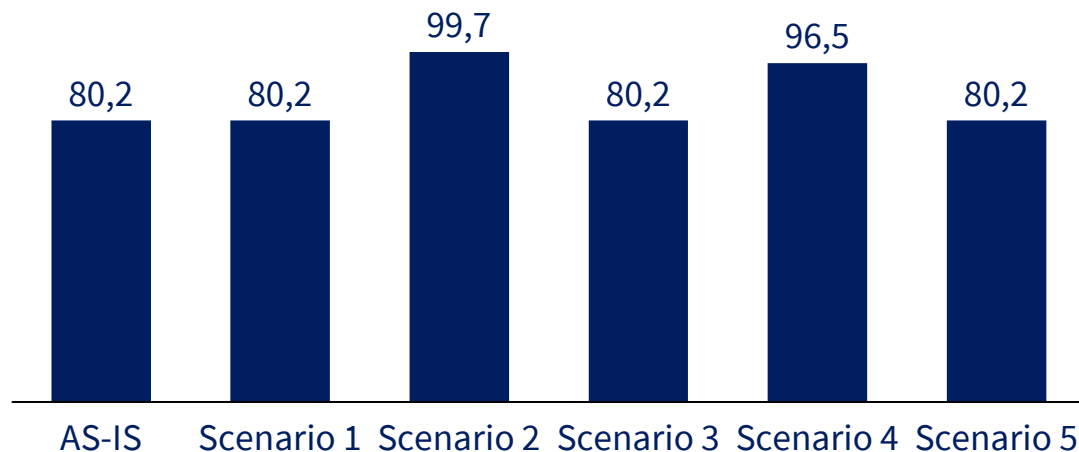


IRR PRE-TAX

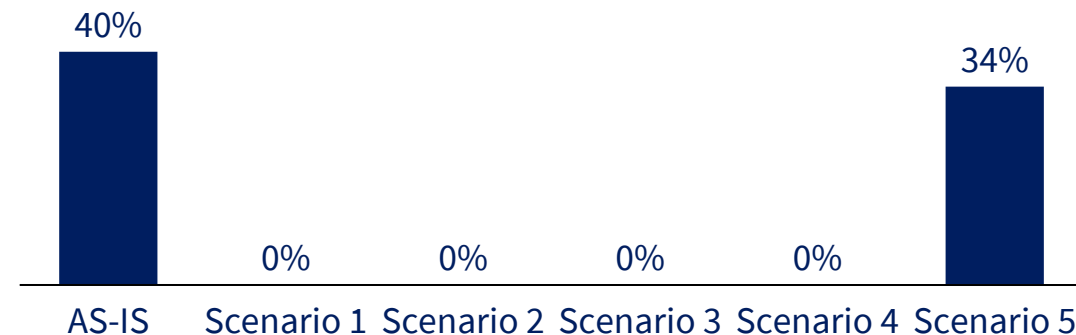


Overview di tutti gli scenari elaborati

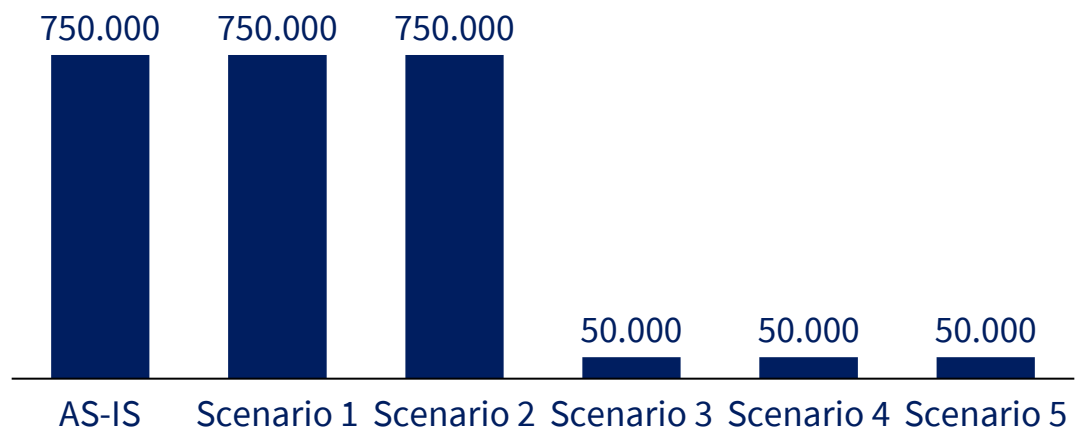
Premium Tariff (€/MWh)



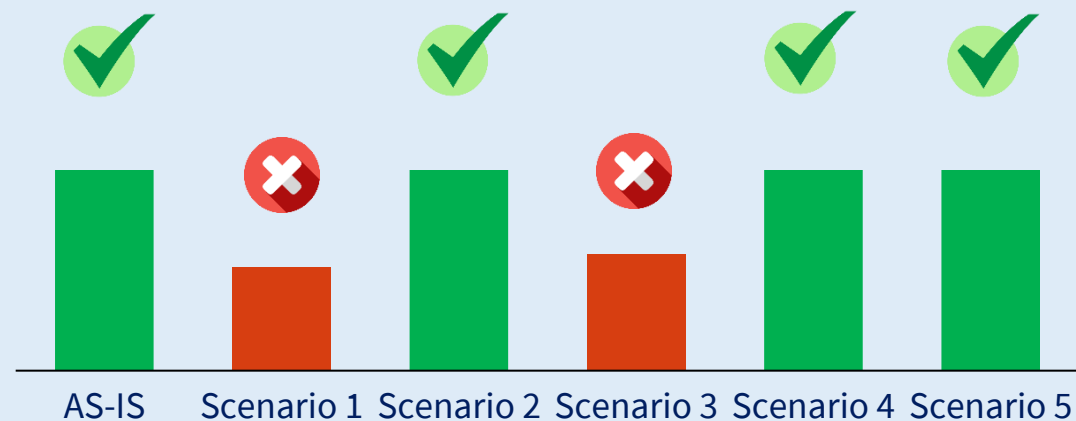
GRANT (% spesa ammissibile)



Costi di allacciamento (€)



IRR PRE-TAX



Per raggiungere gli obiettivi nazionali di produzione di biometano, sarebbe necessario:

- Introdurre un massimale (**Cap**) al costo di allacciamento alla rete del gas;
- Definire una **tariffa premium superiore** del 10%–25% rispetto all'attuale;
- Estendere la durata della tariffa incentivante a **20 anni**;
- In alternativa, prevedere una tariffa inizialmente più bassa, ma **indicizzata all'inflazione del settore**.

Facilitare l'allacciamento degli impianti alla rete di distribuzione può rappresentare un'importante leva a supporto dello sviluppo del settore

- **Sostegno alla crescita del settore del biometano**

L'accesso alla rete favorisce lo sviluppo di nuovi impianti di biometano e la riconversione di quelli esistenti, aumentando la produzione di energia rinnovabile e incentivando l'innovazione nel settore

- **Aumento degli investimenti nel settore**

Facilitare l'allacciamento rende gli impianti di biometano più attraenti per gli investitori, poiché riduce i costi iniziali e facilita l'ingresso nel mercato energetico, incentivando nuovi flussi di capitali

- **Sostenibilità economica per i produttori di biometano**

Facilitando l'allacciamento alla rete, attraverso ad esempio un massimale dei costi in capo ai produttori, si riducono i costi questi ultimi, rendendo il biometano una fonte di energia economicamente più competitiva rispetto ad altre fonti rinnovabili

Domanda per la discussione

È possibile trovare forme di flessibilità che consentano una più rapida integrazione degli impianti di biometano alla rete di distribuzione in attesa degli investimenti per la gestione dei flussi tra distribuzione e trasporto?

Abbiamo elaborato un'analisi preliminare e non esaustiva di alto livello per comprendere le dimensioni del fenomeno e capire come l'integrazione di profili di produzione di energia elettrica e immissione di biometano in rete può consentire una sostanziale parità di costi e un notevole grado di flessibilità



L'analisi presenta notevoli semplificazioni che vanno opportunamente approfondite nell'ambito di un'analisi con maggiori basi dati disponibili



L'utilizzo del biometano per utilizzi termici in ambito industriale deve essere prioritario (... vs. la produzione di energia elettrica)

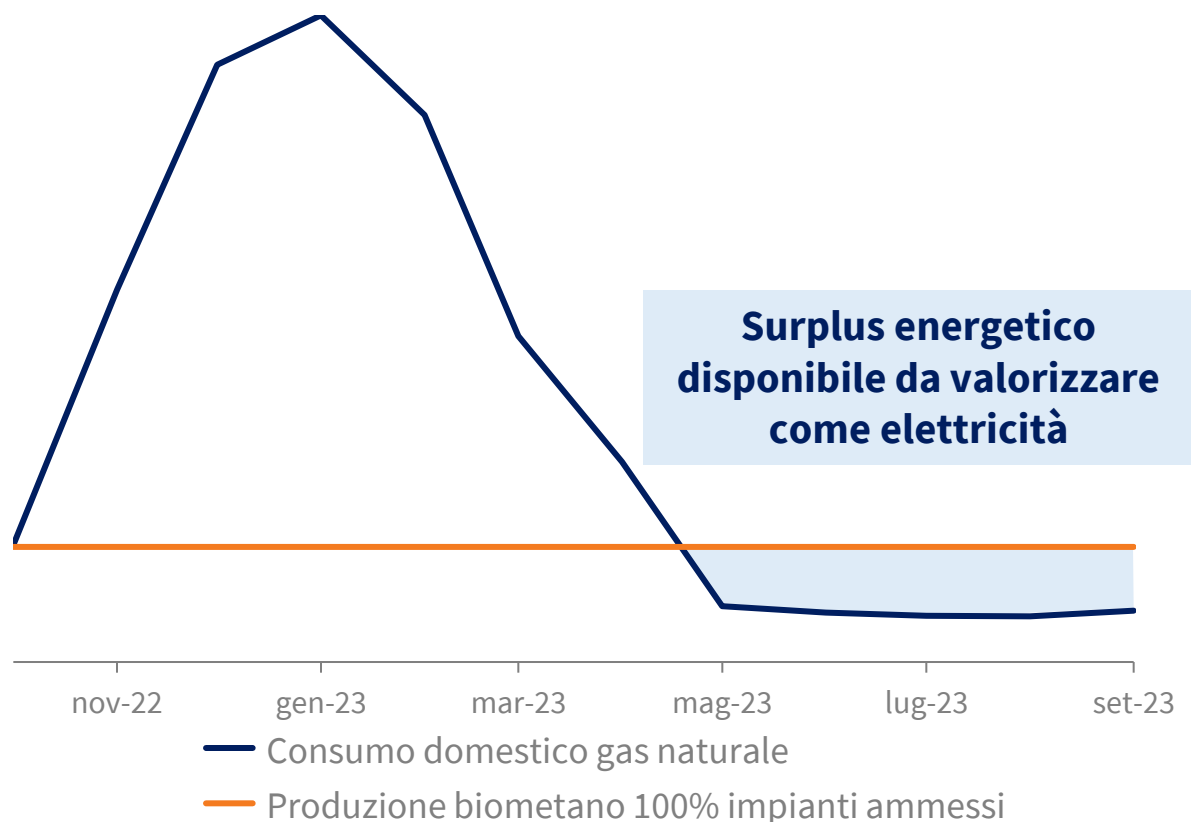


La flessibilizzazione degli impianti biometano vs. energia elettrica può essere una soluzione pro tempore per accelerare gli investimenti allacciati alla rete di distribuzione in attesa dell'adeguamento delle reti

Esempio ipotetico provincia nord Italia: gestione del surplus di produzione vs. consumo per uso domestico

Preliminare e non esaustiva

Consumo domestico gas naturale vs potenziale produzione biometano in una provincia del Nord Italia
(mln Sm^3), ottobre 2022 – settembre 2023



Immissione del **surplus della rete di distribuzione** verso la **rete di trasporto**

Produzione di **energia elettrica da biometano / biogas in eccesso** sfruttando un **upgrading del generatore esistente** per i servizi ausiliari

Esempio ipotetico provincia nord Italia: possibilità di sfruttare la flessibilità di impianti ibridi biometano – energia elettrica senza aggravii

Preliminare e non esaustiva

Aumento taglia potenza cogeneratore esistente

+ 50% capacità generazione vs. servizi ausiliari

+ 15-20% aumento costo generatore

Compatibilità con rete distribuzione elettrica

+ 250 kW produzione collegabili alla rete di distribuzione

8MW al picco per tutti gli impianti

≈0,5‰ consumo orario energia elettrica zona nord (≈1‰ rinnovabili)

No aggravio su IRR

Extra costo impianto ampiamente compensato dai minori costi di allacciamento

No aggravio su incentivo

biometano valorizzato a 0,82 €/smc indipendentemente se immesso in rete o usato per produzione elettricità (tariffa elettrica 0,28€/kWh con rendimento 36%)

DOMANDE PER LA DISCUSSIONE

- 1. Data la scadenza del 30 giugno 2026 per l'immissione in rete del biometano, e dei vincoli previsti dal PNRR che condizionano l'accesso agli incentivi CAPEX a tale tempistica, quali soluzioni concrete potrebbero essere adottate per evitare che i progetti già avviati non perdano l'accesso a tali incentivi?*
- 2. In vista della scadenza degli incentivi CAPEX PNRR nel 2026, quale visione industriale e regolatoria potrebbe garantire la continuità degli investimenti nella filiera del biometano?*
- 3. La frammentazione degli iter autorizzativi, soprattutto per la realizzazione delle opere di connessione, è tra gli ostacoli allo sviluppo della filiera. È ipotizzabile un modello uniforme per accelerare lo sviluppo dei progetti?*
- 4. Come si può incentivare il coinvolgimento attivo dei distributori locali in un modello che ottimizzi i costi di connessione in funzione delle specifiche caratteristiche territoriali?*
- 5. Quale ruolo potrebbero svolgere interventi di flessibilizzazione degli impianti, come la capacità di aumentare la produzione di elettricità dai sistemi ausiliari durante periodi di bassa domanda di gas e picco elettrico, per favorire una gestione più dinamica e sostenibile della rete?*

Ulteriori temi per la discussione

Questa avversione è dovuta ad un'incapacità di gestire quello che viene percepito come **rischio della filiera agricola**

Cosa si fa oggi

- filiera corta
- contratti di filiera
- valutazione del rischio agricolo

Cosa si potrebbe aggiungere?

Modello di certificazione della resilienza delle tecnologie e della struttura organizzativa preposta alla gestione degli impianti di biometano, volto a garantire la capacità di **mitigare i rischi legati ad eventi di natura agricola**

Domanda per la discussione

Avete già riscontrato esempi di questo tipo? Ritenete opportuno sviluppare un modello simile? Quanto potrebbe essere determinante per coinvolgere attivamente le banche?

Le tematiche che vorremmo esplorare nel corso delle prossime attività della Community

Ritenete che ci sono altre tematiche di rilievo che andrebbero approfondite?

Mitigazione del rischio agricolo

Come superare i limiti dei contratti di filiera?

Sud

Quale modello di sviluppo per il Sud e le Isole?

Carbon Dioxide Removal

Quale il contributo degli impianti di biometano?

Digestato

Come gestirlo e valorizzarlo?

Alessandro Viviani

Associate Partner

TEHA

alessandro.viviani@ambrosetti.eu



Dal 2013 TEHA Group è stata nominata nella categoria "Best Private Think Tanks" - 1° Think Tank in Italia, 4° nell'Unione Europea e tra i più rispettati indipendenti al mondo su 11.175 a livello globale (fonte: "Global Go To Think Tanks Report" dell'Università della Pennsylvania). TEHA Group è stata riconosciuta da Top Employers Institute come una delle 151 realtà Top Employer 2025 in Italia.