

GAS NATURALE

GLI ECONOMICS DEL BIOMETANO IN ITALIA

Con la collaborazione di Andrea Premi

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Decreto MSE 5 dicembre 2013

ARTICOLI CORRELATI

- Biometano: definite le regole di connessione alla rete Snam (Newsletter n. 199)
- Energia Verde 2015
- Natural Gas Outlook n. 12
- Gas Naturale 2014

TAG

heating and cooling, investments and business plan, renewable energy sources

L'investimento nella produzione di biometano per l'immissione nelle reti gas (senza specifica destinazione) si dimostra redditizio: i tempi di ritorno possono essere piuttosto contenuti, grazie all'impatto degli incentivi previsti dall'attuale normativa, la stessa che prevede la possibilità di modificare, entro specifici limiti, la destinazione del gas immesso, per ottimizzare il risultato economico dell'investimento. Non vanno trascurate, ai fini dell'immissione in rete, le problematiche connesse all'accesso commerciale all'infrastruttura di trasporto, solitamente gestite dagli operatori del mercato all'ingrosso del gas (shipper). Anche nel caso in cui l'accesso possa essere effettuato per il tramite del GSE, occorre valutare a quali opportunità si rinunci a fronte dei rischi mitigati.

Le tre vie per la valorizzazione del biometano, cui si associano distinti schemi di incentivazione, sono quella della cogenerazione ad alto rendimento (CAR), quella dell'impiego come carburante per il trasporto, e quella dell'immissione nella rete gas senza specifica destinazione¹. I primi due tipi di impiego possono essere realizzati attraverso collegamenti privati tra siti di produzione e consumo del gas, impiegando il trasporto a mezzo carro bombolaio, oppure attraverso l'immissione nelle reti di trasporto o distribuzione.

INCENTIVAZIONE E PARTECIPAZIONE AL MERCATO

Concentrando l'analisi sull'immissione nelle reti gas e, in particolare, sull'immissione senza specifica destinazione (la terza delle destinazioni sopra elencate), i piccoli produttori, ossia i titolari di impianti con capacità non superiore a 500 Smc/h, possono optare per la cessione del biometano sul mercato e l'ottenimento di un premio erogato dal GSE commisurato alla quantità di biometano immesso, oppure per il ritiro del biometano da parte dello stesso GSE (cosiddetto "ritiro dedicato"), che eroga una tariffa onnicomprensiva, con valorizzazione della quota energia convenzionalmente collegata al prezzo di bilanciamento del gas. I produttori di maggiore dimensione, invece, devono necessariamente ricorrere al mercato per vendere il biometano prodotto, percependo dal GSE esclusivamente la quota di incentivo. L'incentivazione ha la durata di 20 anni.

ACCESSO COMMERCIALE ALLA RETE

La partecipazione al mercato comporta la gestione di tutti gli aspetti rilevanti per l'accesso commerciale alle reti.

È innanzitutto necessario che il produttore valuti, oltre al costo di allacciamento, quello di accesso commerciale alla rete di trasporto, a prescindere dal fatto che la connessione fisica sia con la rete nazionale o con quella di distribuzione locale. Questo costo è pari al prodotto tra la capacità di trasporto necessaria per l'immissione del massimo flusso giornaliero di biometano nella rete (la cosiddetta "capacità conferita", espressa in Smc/g) e un corrispettivo (espresso in €/a/Smc/g) che il gestore della rete di trasporto applica a ciascun punto di entrata nella sua rete, la cui misura sarà presumibilmente in linea con i corrispettivi applicati ai punti di entrata interconnessi con un giacimento di produzione di gas naturale della stessa area in cui si trova l'impianto di biometano (Newsletter 199).

Soprattutto è rilevante capire, per ciascuna delle possibili destinazioni d'uso e regimi di ritiro, chi è il soggetto che dovrà farsi carico di gestire il contratto con il trasportatore e sopportare i relativi costi (corrispettivi e garanzie bancarie). Nel caso di partecipazione diretta al mercato il produttore si affiderà tipicamente a un *trader/shipper* (a meno che non lo sia esso stesso). Nel caso di ritiro dedicato, a oggi, non è ancora stato chiarito se il GSE dovrà gestire il contratto di trasporto in autonomia, sulla base di un modello simile a quello scelto per le rinnovabili elettriche, e se, perciò, il punto di consegna del biometano tra produttore e GSE sarà la flangia di interconnessione tra impianto di produzione e rete nazionale, oppure sarà necessario per il produttore affidarsi, come nel

¹ Si vedano i rapporti Gas Naturale 2014 e Energia Verde 2015 per una descrizione di dettaglio dei meccanismi e dei relativi punti di forza e di debolezza.

caso di partecipazione diretta, ad un operatore di mercato².

VALORE DELL'INCENTIVO NEL CASO DI IMMISSIONE IN RETE SENZA DESTINAZIONE D'USO SPECIFICA

Il produttore di biometano riceve l'incentivo in proporzione alla produzione immessa in rete, al netto degli autoconsumi ossia dell'energia necessaria all'impianto per produrre e raffinare il biogas e trasformarlo in biometano. L'entità degli autoconsumi dipenderà dalle scelte relative alla tecnologia di *upgrading*, oltre che dalla taglia degli impianti: dimensioni particolarmente contenute potrebbero rivelarsi meno efficienti.

L'incentivo, come già accennato, è convenzionalmente agganciato all'andamento del prezzo del gas naturale che si forma sul mercato del bilanciamento gestito dal GME. In particolare, questo è valorizzato in base al differenziale di prezzo tra un livello di riferimento (57.04 €/MWh, pari al doppio del prezzo medio del mercato del bilanciamento verificatosi nel 2012) e il prezzo medio mensile del mercato di bilanciamento verificatosi nel mese precedente a quello a cui l'immissione di biometano si riferisce.

Alla componente incentivo così determinata si applicano, inoltre, i seguenti coefficienti moltiplicativi, in base alla taglia dell'impianto (componente di modulazione):

- 1.1 per impianti con capacità produttiva non superiore a 500 Smc/h
- 1 per impianti con capacità produttiva compresa tra 500 Smc/h e 1,000 Smc/h
- 0.9 per impianti con capacità produttiva superiore a 1,000 Smc/h.

Un'ulteriore variazione pari a 1.5 volte l'incentivo inclusivo della modulazione, si applica agli impianti che utilizzano esclusivamente sottoprodotti o FORSU (componente di maggiorazione).

Infine, ai casi di conversione da impianto biogas esistente, si applicano coefficienti moltiplicativi degli incentivi inferiori a 1:

- 0.4 nei casi in cui l'immissione in rete avviene con destinazione CAR o senza specifica destinazione
- 0.7 nei casi in cui questa avviene per l'impiego per autotrazione.

Oltre all'incentivo il produttore incassa il prezzo di vendita che, nel caso di superamento della già citata soglia di 500 Smc/h, è necessariamente corrisposto dal *trader/shipper* a cui è ceduto il biometano, mentre nel caso di impianti di dimensioni inferiori può essere corrisposto dal *trader/shipper* o dal GSE, a seconda dell'opzione contrattuale attivata dal produttore. Il profilo di rischio della controparte acquirente necessita di attenta valutazione da parte del produttore.

Considerando il caso di un nuovo impianto con il massimo livello di incentivazione possibile (taglia non superiore a 500 Smc/h ed esclusività di uno dei substrati ammessi) è possibile osservare l'effetto dei coefficienti moltiplicativi sul ricavo complessivo (Figura 1).

REDDITIVITÀ DEGLI INVESTIMENTI

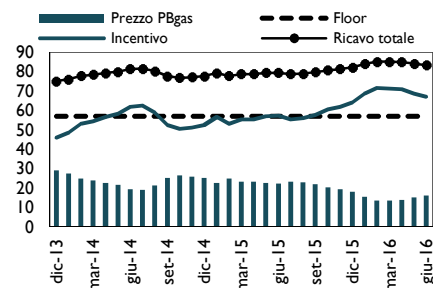
Restando sul caso dell'immissione senza destinazione d'uso specifica, si analizzano i dati economici di due casi-rappresentativi degli investimenti che potranno essere realizzati in futuro: il primo è quello in cui gli impianti per la produzione di biometano siano alimentati esclusivamente da sottoprodotti agricoli; il secondo considera, invece, il ricorso alla frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU).

La capacità di produzione, identica nei due casi e pari a 250 Smc/h di biometano, è stata ipotizzata considerando simultaneamente i seguenti criteri:

- disponibilità dei substrati/capacità di approvvigionamento
- limitazione delle diseconomie legate alla (piccola) scala di produzione
- agevole commerciabilità del prodotto, in ciascuno dei mercati di destinazione.

² Si noti come la stessa incertezza si ponga nei casi di immissione in rete per la vendita a fornitori di carburanti per autotrazione e per l'impiego CAR, qui non esaminati, nel senso che i contraenti del produttore di biometano potrebbero essere dei meri acquirenti del prodotto, senza doversi sobbarcare l'onere di partecipazione al mercato.

FIGURA 1. COMPONENTI DI RICAVO NEL CASO DI IMMISSIONE SENZA DESTINAZIONE D'USO (€/MWh)



Fonte: elaborazioni su dati GME

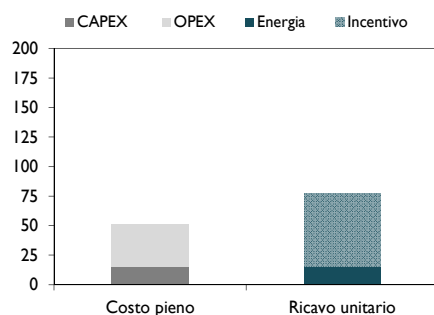
In effetti, possono esistere *trade-off* tra il conseguimento di economie di scala e, da un lato, la capacità di fornire alimentazione all'impianto nell'arco dell'intera vita utile, e dall'altro, la collocazione del prodotto nei mercati di sbocco. In aggiunta ai suddetti criteri, si è ipotizzata una soglia al di sotto del limite di 500 Smc/h, per valutare l'opzione di partecipazione diretta al mercato rispetto a quella di ritiro dedicato.

Anche le tecnologie di trasformazione degli input in biogas (digestione anaerobica) e del successivo *upgrading* per l'ottenimento di biometano sono ipotizzate identiche nei due casi.

Le seguenti ipotesi completano l'esercizio:

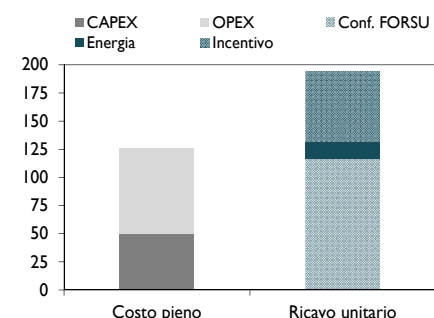
- impianto di nuova realizzazione, vita utile 20 anni
- ore di funzionamento: 8,400 h/anno
- allaccio alla rete nazionale (costi di allaccio inclusi nel CAPEX)
- prezzo *commodity* (prezzo medio del mercato GME del bilanciamento) pari a 15 €/MWh
- prezzo di conferimento FORSU pari a 70 €/t
- finanziamento 20% *equity*, 80% debito.

FIGURA 2. COSTO PIENO E RICAVI
CASO "SOTTOPRODOTTI" (€/cent/Smc)



Fonte: elaborazioni su dati di letteratura e forniti da operatori

FIGURA 3. COSTO PIENO E RICAVI
CASO "FORSU" (€/cent/Smc)



Fonte: elaborazioni su dati di letteratura e forniti da operatori

In ragione del differente substrato da cui si ottiene il biometano, i due casi considerati comportano un livello e una struttura di costo distinta (Figure 2 e 3). Nel caso "FORSU" i maggiori costi di investimento e operativi sono legati alla necessità (che si configura come obbligo di legge) di trattare la frazione in ingresso e in uscita dal processo di digestione anaerobica³. Questi sono compensati dai ricavi per il conferimento della FORSU all'impianto di digestione.

Per quanto concerne il ricavo ottenuto dalla immissione in rete e dalla cessione di biometano, questo ammonta a circa 77.5 €/cent/mc⁴: considerando il prezzo del gas assunto, la componente incentivo è preponderante rispetto a quella energia (nel caso "FORSU" c'è una terza fonte di ricavo legata al conferimento della FORSU stessa), a causa dell'applicazione, a entrambi i casi specifici ipotizzati, del valore massimo sia della componente di modulazione sia di quella di maggiorazione.

Il margine operativo netto (EBIT) è del 25% nel caso "sottoprodotti" e del 37% nel caso "FORSU", e gli investimenti hanno tempi di ritorno pari, rispettivamente, a 5 anni e 6 anni. Entrambi i casi mostrano, quindi, elevata redditività.

LEVE DI OTTIMIZZAZIONE DEI RISULTATI

La scomposizione del ricavo unitario permette di valutare i rischi e le opportunità connesse all'opzione di partecipazione diretta rispetto a quella di intermediazione da parte del GSE. L'incidenza della quota energia sul ricavo complessivo (al netto dei ricavi da conferimento della FORSU) è pari, almeno nei casi considerati, a poco più del 20%.

Nonostante la valutazione dell'opzione in questione si giochi su una quota minoritaria del ricavo, un obiettivo di massimizzazione dei ritorni imporrebbe la considerazione dei differenziali di ricavo ottenibili cedendo il gas direttamente sul mercato. Il prezzo di cessione ad uno *shipper/trader* potrebbe, infatti, essere differente da quello sul quale si calcola l'incentivo (prezzo di bilanciamento). Si pensi al caso in cui i produttori di biometano fossero stati pronti a (e messi in condizione di) vendere il proprio prodotto già la scorsa estate, per l'anno termico in corso: questi avrebbero potuto sicuramente beneficiare della scossa *bearish* avvenuta dallo scorso autunno in poi.

Inoltre, il ricavo ottenibile dalla cessione del biometano direttamente sul mercato potrebbe arrivare a divergere significativamente da quello di bilanciamento (quotato sul mercato gestito dal GME) anche a seguito dei cambiamenti nella regolazione che avranno effetto a partire dal prossimo ottobre, e ciò potrebbe aprire delle opportunità per i produttori disposti ad affrontare il rischio di confrontarsi con il mercato (attraverso uno *shipper/trader*).

³ I CAPEX sono ipotizzati nei due casi rispettivamente pari a 4 milioni di euro e 13 milioni di euro. Gli OPEX sono pari a 750 mila euro/anno e 1.6 milioni di euro/anno.

⁴ Questo valore è calcolato considerando un livello di autoconsumi corrispondente al 5% del biometano prodotto e un potere calorifico inferiore del gas pari a 34.54 MJ/Smc.

Ma oltre al rischio/opportunità legato a variazioni di prezzo e differenziali rispetto ai riferimenti per il calcolo degli incentivi, la scelta di una controparte “a mercato” può offrire diversi elementi di interesse per il produttore: contratti pluriennali di fornitura, tempi di pagamento più veloci rispetto a quelli che potrà garantire il GSE⁵, e la possibilità di costruire relazioni che, da semplice rapporto cliente-fornitore, possano trasformarsi in vere e proprie *partnership* strategiche/finanziarie aventi ad oggetto l'*asset* costituito dall'impianto di produzione del biometano.

Infine, tornando nella prospettiva dell'investitore, la flessibilità consentita dalla normativa, seppur entro specifici limiti, rispetto al passaggio da un sistema di incentivazione a un altro (3 volte nell'arco dei 20 anni di incentivazione), può costituire un'altra leva di massimizzazione dei risultati dell'investimento per i produttori che immettono il gas di origine rinnovabile in rete. La previsione di questa opzione costituisce una novità (il biometano è impiegabile in una serie di destinazioni, cui sono collegati differenti benefici economici per gli investitori) e un valore per gli investitori, e richiederà agli stessi il monitoraggio e la formulazione di aspettative sugli andamenti futuri di mercato, oltre alla valutazione dei fattori di rischio e delle migliori clausole dei contratti di vendita al momento iniziale dell'investimento e durante la vita utile dello stesso.

Quello della flessibilità nel ricorso ai diversi schemi e altri aspetti importanti dell'incentivazione del biometano (collegamento al mercato del carbonio, rafforzamento degli schemi per l'impiego nel trasporto) potrebbero essere rivisti in occasione dell'aggiornamento del relativo decreto, di cui il Governo ha annunciato il completamento entro fine anno.

⁵ Non è ancora noto quali saranno i tempi di liquidazione di quota energia e incentivo da parte del GSE.