



**Università
Bocconi**

GREEN

Centro di ricerca sulla geografia,
le risorse naturali, l'energia,
l'ambiente e le reti

OSSERVATORIO GAS RINNOVABILE – OGR

Centro di ricerca sulla Geografia, le Risorse Naturali, l'Ambiente, l'Energia e le Reti

GREEN – Università Bocconi

LE PROSPETTIVE DEI GAS RINNOVABILI NEL SETTORE DEI TRASPORTI IN ITALIA: IL FUTURO RUOLO DEL BIOMETANO

SINTESI DEI RISULTATI DI RICERCA

Luglio 2021

1. PREMESSA

Il biometano può contribuire in maniera sostanziale alla decarbonizzazione e all'incremento dell'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile nel settore dei trasporti così come ribadito nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che enfatizza la necessità di promuovere in maniera decisiva una mobilità pulita attraverso l'aumento del consumo di biocarburanti.

L'obiettivo della presente attività di ricerca è stato quello di stimare, a fronte dell'analisi critica del contesto normativo ed incentivante la produzione e l'immissione in consumo del biometano, e a partire dalla puntuale analisi dei costi di produzione, la penetrazione del metano rinnovabile nel settore dei trasporti in Italia al 2030, distinguendo tra trasporto leggero e pesante su strada e trasporto marittimo, e, al contempo, di evidenziare i vincoli che ancora ostano allo sviluppo del mercato al fine di fornire utili indicazioni di policy.

Il settore dei trasporti è responsabile di circa un quarto delle emissioni totali annue di CO₂ in Italia e di circa un terzo di quelle che ogni anno si producono in Europa. L'incremento dell'utilizzo di gas, caldeggiato sia a livello comunitario che nazionale, potrebbe contribuire ad un loro sostanziale abbattimento così come già enfatizzato nella Direttiva DAFI¹ che, con il fine di ridurre al minimo la dipendenza dal petrolio e l'impatto ambientale del settore dei trasporti, ha fissato i requisiti minimi per la costruzione di infrastrutture, inclusi i punti di rifornimento di gas naturale e idrogeno, per favorire lo sviluppo di un ampio mercato di combustibili alternativi per il trasporto.

Tale ruolo è stato ribadito nel Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC²) in cui si afferma la centralità del gas (anche liquido), e dei biocarburanti in generale, quali fonti energetiche alternative nel trasporto su strada e in quello navale.

L'ampiezza del mercato del gas naturale nel settore dei trasporti può essere stimata tra i 4 e i 6 miliardi di metri cubi al 2030³, uno sviluppo che si inserisce a pieno nel percorso verso forme di mobilità pulita e sicura, tanto di merci quanto di persone.

Oltre che alla riduzione delle emissioni di carbonio e di inquinanti locali il gas naturale può contribuire all'incremento dell'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile nel settore dei trasporti⁴ grazie allo sviluppo, particolarmente intenso negli ultimi mesi, del biometano (sia compresso che liquido), il metano rinnovabile ottenuto da biomasse agricole, agroindustriali e dalla frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU), di recente contemplato dai Ministeri dell'Ambiente, dello Sviluppo Economico, delle Infrastrutture e dell'Agricoltura, nella Strategia Italiana di Lungo Termine sulla Riduzione delle Emissioni dei Gas a Effetto Serra⁵ tra le opzioni di immediata praticabilità per la decarbonizzazione del settore dei trasporti.

Anche il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR⁶), destinando una parte cospicua delle risorse finanziarie complessive previste alla "Transizione Ecologica⁷", enfatizza la necessità di promuovere in maniera decisiva un'agricoltura sostenibile (nell'ambito di un'economia circolare) e una mobilità

¹ Direttiva 2014/94/UE (Deployment of Alternative Fuels Infrastructure), recepita in Italia con il Decreto Legislativo n. 257 del 16 Dicembre 2016.

² <https://www.mise.gov.it/index.php/it/energia/energia-e-clima-2030>

³ Le prospettive di mercato del gas naturale liquefatto e compresso nel settore dei trasporti in Italia: vincoli e opportunità, GREEN-Università Bocconi, dicembre 2019.

⁴ L'obiettivo di penetrazione della fonte rinnovabile nel settore dei trasporti è stato innalzato al 14% per il 2030 dalla nuova Direttiva 2018/2001 (cd RED II) e addirittura al 21,6%, per lo stesso orizzonte temporale, dal PNIEC.

⁵ Del gennaio 2021.

⁶ Il Piano rappresenta il programma di investimento che il nostro paese ha varato nell'ambito del Next Generation EU, lo strumento economico europeo volto alla riparazione dei danni causati dalla crisi pandemica in atto. Esso si sviluppa lungo tre assi di intervento: digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica e inclusione sociale. Il Piano è stato approvato per il quinquennio 2021 – 2026 dalla Commissione Europea in data 22 giugno 2021.

⁷ Si tratta di circa 70 miliardi di euro su 200, di cui circa 2 previsti per la promozione dell'utilizzo del biometano.

pulita attraverso l'aumento del consumo di carburanti di origine rinnovabile, proseguendo nella stessa direzione indicata dagli obiettivi del Green Deal europeo⁸ e dell'Agenda 2030⁹.

La produzione e l'impiego su larga scala nel nostro paese del biometano, che presenta il vantaggio di poter essere immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas esistenti, favorendone il "greening", senza la necessità di investimenti dedicati, può essere accelerato e facilitato dalla già considerevole produzione nazionale di biogas¹⁰.

L'obiettivo della presente attività di ricerca è stato quello di quantificare, a fronte dell'analisi critica del contesto normativo ed incentivante la produzione e l'immissione in consumo del biometano, l'effettivo potenziale produttivo in Italia distinto per tecnologia e materia prima, con particolare riferimento ad alcune macro-categorie: la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU), le deiezioni animali, gli scarti agricoli, e altre categorie di rifiuti (come, ad es., i *fanghi* e i *rifiuti da discarica*). Ciò è stato possibile grazie alla puntuale analisi dei costi di produzione e alla loro comparazione con i ricavi che ha consentito di stimare la penetrazione del metano rinnovabile nel settore dei trasporti in Italia al 2030, distinguendo tra trasporto leggero e pesante su strada e trasporto marittimo, e, al contempo, di evidenziare i vincoli che ancora ostano allo sviluppo del mercato.

2. IL CONTESTO NORMATIVO

Il Decreto 2 marzo 2018, "Promozione dell'uso del biometano nel settore dei trasporti" ha segnato una svolta nello sviluppo del mercato dopo precedenti provvedimenti che non erano stati in grado di promuovere in maniera efficace gli investimenti.

Più di recente il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) mostra, attraverso lo stanziamento di fondi consistenti a supporto di incentivi e investimenti e l'implementazione di strumenti promettenti, di voler imprimere una definitiva accelerazione alla crescita dell'industria.

L'analisi del contesto normativo si è focalizzata sulle disposizioni contenute nel Decreto Interministeriale del 2 marzo 2018, "Promozione dell'uso del biometano nel settore dei trasporti", che, in linea con quanto previsto dalle Direttive UE sulla promozione dell'energia da fonte rinnovabile¹¹, promuove l'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti, segnando una svolta nel processo di sostegno allo sviluppo del mercato.

Il Decreto ha definito gli incentivi per il biometano prodotto e immesso in rete con destinazione specifica nei trasporti per gli impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2022, fissando un *cap* alla produzione ammessa all'incentivo pari a 1,1 Gmc all'anno¹², una quantità che corrisponderebbe all'integrale sostituzione del metano fossile attualmente utilizzato nei trasporti in Italia con metano rinnovabile. Esso include nella definizione di biometano anche il combustibile prodotto tramite processi di metanazione dell'idrogeno ottenuto da fonti rinnovabili e della CO₂ presente nel biogas e contempla l'immissione al consumo del gas rinnovabile utilizzato sia allo

⁸ https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_it

⁹ <https://www.agenziacoesione.gov.it/comunicazione/agenda-2030-per-lo-sviluppo-sostenibile/>

¹⁰ L'Italia si colloca al terzo posto dopo la Germania e il Regno Unito per produzione di energia da biogas in Europa e al secondo posto per numero di impianti installati.

¹¹ Direttiva 23/04/2009 n. 28 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e Direttiva 2018/2001 che stabilisce un quadro comune per la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

¹² Raggiunto il 90% del quale solo gli impianti che entrano in operatività entro 12 mesi accedono all'incentivo.

stato gassoso che liquido (considerata, art. 1, comma 6) escludendo però dal suo ambito di applicazione il settore del trasporto marittimo (art. 1, comma 14¹³).

Viene effettuata la distinzione, ai fini dell'incentivazione, tra biometano¹⁴ (art. 5) e biometano avanzato¹⁵ (art. 6). Il meccanismo di incentivazione si basa sui Certificati di Immissione in Consumo – CIC (art. 6 comma 1, b)) e sulla possibilità di ritiro da parte del GSE a prezzo predeterminato, nelle modalità di calcolo (art. 6, comma 1, a)). E' prevista la possibilità di vendita autonoma sul mercato (art. 6, commi 8 e 9). Sono stabiliti incentivi anche per la realizzazione di nuovi impianti di distribuzione e (micro) liquefazione «pertinenti» (art. 6, commi 11 e 12) nella misura in cui il numero dei CIC rilasciati (calcolato senza la maggiorazione di cui all'art. 33 del Decreto 3 marzo 2011 n. 28 - CIC base pari a 10 Gcal) viene aumentato del 20% fino al raggiungimento del 70% dei costi di investimento in misura proporzionale alla partecipazione finanziaria del produttore stabilita in almeno il 51%, entro un valore massimo di 600 k€ e 1.200 k€ per l'impianto di distribuzione e liquefazione rispettivamente. Gli impianti riconvertiti sono equiparati a quelli nuovi (art. 8).

Tab. 1- Decreto 2 marzo 2018: schema riassuntivo

ATTRIBUZIONE DEI CERTIFICATI DI IMMISSIONE IN CONSUMO (CIC)			INCENTIVI ALLA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE E LIQUEFAZIONI PERTINENTI
	ALIMENTAZIONE	Gcal/CIC	
IMPIANTI NUOVI (greenfield)	Alimentati con biomasse soggette a maggiorazione	5	Pari al 20% del numero dei CIC spettanti in assenza di maggiorazioni: -fino al 70% del costo di realizzazione degli impianti entro un valore massimo di 600 e 1.200 k€ per l'impianto di distribuzione e quello di liquefazione rispettivamente
	Alimentati con biomasse soggette a maggiorazione in codigestione con altre materie biologiche (in % < o = 30%)	5 per il 70% del biometano immesso in consumo e 10 per il rimanente 30%	
	Alimentati con altre biomasse, ovvero con quelle soggette a maggiorazione in codigestione con altre materie biologiche (in % > 30%)	10	
RICONVERSIONI (brownfield)	Alimentati con biomasse soggette a maggiorazione	5	
	Alimentati con biomasse soggette a maggiorazione in codigestione con altre materie biologiche (in % < o = 30%)	5 per il 70% del biometano immesso in consumo e 10 per il rimanente 30%	
	Alimentati con altre biomasse, ovvero con quelle soggette a maggiorazione in codigestione con alter materie biologiche (in % > 30%)	10	

Fonte: MISE, 2018.

E' prevista la possibilità di mantenimento di quota parte della produzione elettrica da biogas (riconversione parziale), non superiore al 70% della produzione media annua incentivata, con conseguente erogazione dell'incentivo per il periodo residuo di diritto a patto che quest'ultimo sia non inferiore a 3 anni (e non inferiore a 2 anni per impianti anteriori al 31 dicembre 2007) dalla data di entrata in esercizio dell'impianto riconvertito; qualora l'impianto da riconvertire abbia terminato (alla data di entrata in esercizio in assetto riconvertito) il periodo di diritto agli incentivi

¹³ “il settore dei trasporti comprende anche gli usi di biometano nelle macchine agricole, nelle unità di pesca e nei mezzi della navigazione interna”.

¹⁴ Disposizioni per il biometano immesso nella rete del gas naturale con destinazione specifica nei trasporti.

¹⁵ Incentivazione del biometano avanzato immesso nella rete del gas naturale e destinato ai trasporti.

per la produzione elettrica i CIC sono riconosciuti solo nella misura del 70% di quelli spettanti ai nuovi impianti (art. 8, commi 1 e 2).

Vi è la possibilità di beneficiare del CIC avanzato (art. 5, comma 5, 1 CIC per 5 Gcal) per la quota parte di biometano avanzato ottenuto in co-digestione con materie biologiche diverse da quelle elencate nell'Allegato 3 del Decreto 10 ottobre 2014 (in percentuale non superiore al 30% in peso) sul 70% della produzione di biometano immessa in consumo nei trasporti (art. 5, comma 6).

Su richiesta dei produttori il GSE ritira il biometano avanzato immesso nelle reti con obbligo di connessione di terzi, in ordine cronologico rispetto alla data di entrata in esercizio dell'impianto, nella quantità massima prevista dal Decreto MISE del 10 ottobre 2014¹⁶ ad un prezzo pari a quello medio ponderato con le quantità registrato sul mercato a pronti del gas naturale (MPGAS) così come riportato sul sito del GME, ridotto del 5%. Esso stipula con il produttore di biometano avanzato contratti di ritiro e pagamento, e stipula altresì con i soggetti obbligati contratti di cessione e pagamento dei certificati avvalendosi di un contratto standard approvato con Decreto del direttore generale della DGSAIE su proposta dello stesso gestore. Il valore della quantità massima di biometano avanzato ritirabile viene modificato con decreto del direttore generale della DGSAIE emanato tenendo conto della effettiva disponibilità di biometano e altri biocarburanti avanzati, nonché in presenza di incrementi nei consumi di gas naturale nel settore dei trasporti (art. 1, comma 10). Con lo stesso decreto può essere modificato il valore di riduzione percentuale del prezzo di ritiro del biometano avanzato di cui all'art. 6 (comma 1 a)) per tenere conto della necessità di copertura dei costi del contratto di trasporto dai punti di ritiro fino al PSV. Le suddette disposizioni si applicano per gli impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2022, per un periodo massimo di 10 anni dalla data di decorrenza dell'incentivo. Successivamente il produttore accede alle disposizioni dell'art. 5.

Più in generale, per i biocarburanti avanzati¹⁷, il Decreto prevede di superare l'obiettivo specifico enunciato dalla Direttiva RED II, e pari al 3,5% della quota totale¹⁸ al 2030, proprio attraverso il meccanismo di incentivazione in esso descritto, fino al raggiungimento di un obiettivo pari all'8%¹⁹. Esso stabilisce in particolare come quest'ultimo dovrebbe essere raggiunto per il 75% attraverso biometano avanzato (0,8 Mtep), considerato il più sostenibile tra i biocarburanti, e per il 25% attraverso gli altri biocarburanti avanzati (0,26 Mtep), fatte salve eventuali modifiche di ripartizione conseguenti alla effettiva disponibilità ed economicità dei diversi prodotti.

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che stanziava 1,92 miliardi di euro²⁰ per il biometano mostra di voler imprimere una definitiva accelerazione allo sviluppo del mercato.

Nell'ambito della Missione 2, "Rivoluzione verde e transizione ecologica²¹", nella sezione dedicata alla componente "Transizione energetica e Mobilità Sostenibile" (M2C2), a proposito dell'obiettivo generale di "Incremento della quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile" si

¹⁶ Art. 3, comma 3.

¹⁷ Ovvero quelli ottenuti a partire da biomasse specificate in un apposito elenco, tra cui ad esempio alghe, se coltivate su terra in stagni o fotobioreattori, i rifiuti urbani non differenziati, il rifiuto organico proveniente dalla raccolta domestica e soggetto alla raccolta differenziata, paglia, concime animale e fanghi di depurazione.

¹⁸ Pari, come già menzionato, al 14% del totale consumi energetici del settore dei trasporti.

¹⁹ Giova ricordare che, a causa dei fattori premianti di conteggio, e, in particolare del *double counting*, tale obiettivo potrebbe rivelarsi solo teorico, e la concreta percentuale di penetrazione sostanzialmente inferiore.

²⁰ Sotto forma di incentivi in conto capitale.

²¹ A cui vengono devoluti 59,47 dei complessivi 191,5 miliardi di euro stanziati.

prevedono, tra gli “Investimenti”, lo “Sviluppo del biometano²²” e, tra le “Riforme”, la “Nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile²³”.

Più in particolare, si afferma come lo sviluppo del biometano sia strategico per il potenziamento di un’economia circolare basata sul riutilizzo dei rifiuti organici e sia un elemento rilevante per il raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione europei²⁴.

Per questo motivo il Piano intende favorire la riconversione degli impianti biogas agricoli esistenti verso la produzione totale o parziale di biometano da utilizzare sia nel settore del riscaldamento e raffrescamento industriale e residenziale sia nei settori terziario e dei trasporti, supportando la realizzazione di nuovi impianti di produzione attraverso un contributo del 40 per cento dell’investimento, promuovendo la diffusione di pratiche ecologiche nella produzione del biogas per ridurre l’uso di fertilizzanti sintetici e creando poli consortili per il trattamento centralizzato di digestati ed effluenti con produzione di fertilizzanti di origine organica, promuovendo la sostituzione di veicoli meccanici obsoleti e a bassa efficienza con veicoli alimentati a metano/biometano e migliorando l’efficienza degli impianti agricoli di piccola scala esistenti. L’obiettivo, esplicitato nel testo, è quello di arrivare ad immettere in rete una quantità di biometano pari a 2,3 – 2,5 Gmc in aggiunta a quella incentivata attraverso il summenzionato decreto del 2018.

Nel Piano Biometano, contenuto nelle quasi 2.500 schede tecniche allegate, si esplicita l’intenzione di istituire un sistema di garanzie d’origine (GO) parametrato sulle materie prime utilizzate per la produzione del biogas, la dimensione dell’impianto e la sua localizzazione, e di garantire una tariffa *feed-in* al metano rinnovabile immesso in rete a valere sulla bolletta del gas.

Il Piano punta a riconvertire a biometano gran parte dei 1.264 impianti a biogas prevalentemente localizzati nelle Regioni del Nord, per complessivi 980 MW installati²⁵, per i quali è prevista la fine dell’incentivazione elettrica tra il 2021 e il 2030, coinvolgendo circa 1.500 imprese.

A tale fine sarà varata, in coordinamento con il sistema di incentivazione già in essere per il quale si prevede di chiedere alla Commissione Europea una proroga di almeno tre anni, una riforma volta allo sviluppo del mercato del biometano in settori diversi da quello dei trasporti fondata sull’ormai prossimo decreto legislativo attuativo della RED II²⁶ e su un decreto emesso dal neonato Ministero per la Transizione Ecologica (MiTE) in cui saranno stabiliti le condizioni e i modi di attuazione del summenzionato sistema di promozione.

3. IL MERCATO ATTUALE

Gli impianti di produzione di biometano avanzato operativi sul mercato nazionale a fine 2020 erano 21, in netta crescita rispetto agli 8 dell’anno precedente. Ad essi corrisponde una capacità produttiva di circa 245 Mmc annui. La produzione effettiva ha superato nello stesso anno i 100 Mmc e deriva per la maggior parte dalla FORSU.

A fine giugno 2021 risultavano accettate da Snam 54 richieste di allacciamento alla rete di trasporto nazionale per altrettanti impianti di produzione di biometano per una capacità di trasporto complessiva pari a circa 320 Mmc annui. Nel breve periodo la producibilità potrebbe raggiungere dunque i 570 Mmc annui. Tale ammontare, pur esplicitivo di un apprezzabile dinamismo negli investimenti, rappresenterebbe solo la metà dell’obiettivo di produzione fissato dal Decreto di

²² Investimento 1.4.

²³ Riforma 1.2.

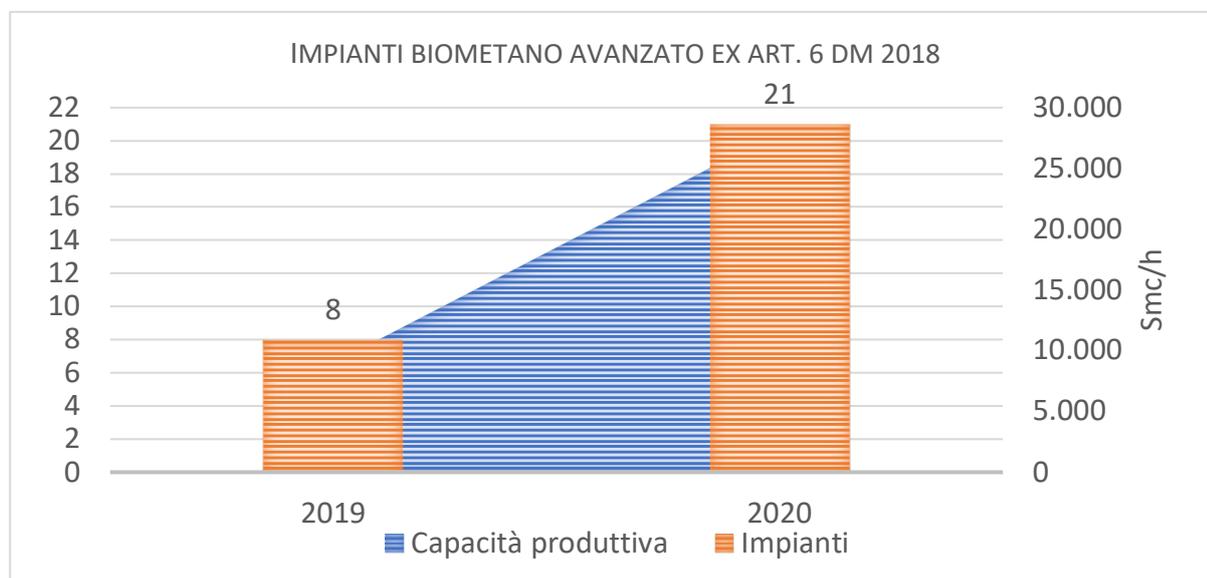
²⁴ Si precisa in particolare come il biometano possa contribuire al raggiungimento dei target al 2030 con un risparmio complessivo di gas a effetto serra rispetto al ciclo vita del metano fossile tra l’80 e l’85%.

²⁵ Di cui 783 MW agricoli e 197 MW non agricoli.

²⁶ O altra normativa primaria da emanarsi entro la metà del 2021.

incentivazione, mostrando perciò ampi margini di sviluppo e la necessità di imprimere una certa accelerazione agli investimenti.

Fig. – Impianti di produzione di biometano avanzato ammessi all’incentivo al 31/12/2020



Fonte: GSE, 2021.

Gli impianti di produzione di biometano avanzato ammessi al sistema di incentivi a fine 2020 sono 21, in netta crescita rispetto agli 8 dell’anno precedente.

Per 14 dei 21 impianti oggetto di incentivazione, i produttori hanno chiesto al GSE il ritiro del biometano avanzato immesso nella rete con obbligo di connessione di terzi, pertanto il gestore ha ritirato circa 77 Mmc di biometano nello stesso anno.

La capacità produttiva oraria passa da circa 8.000 a circa 28.000 mc per un ammontare complessivo annuo producibile che aumenta da 70 a 245 Mmc a fronte di una produzione effettiva incentivata nel 2020 di circa 104 Mmc²⁷, più che doppia rispetto a quella del 2019.

A fronte della stessa è spettato ai produttori il controvalore di 161.455 CIC corrispondenti ad un importo di circa 60,5 milioni di euro (375 €/CIC).

La “producibilità” teorica diviene dunque nel 2020 pari al 22% del limite/obiettivo contemplato nel Decreto del 2018 (1,1 Gmc).

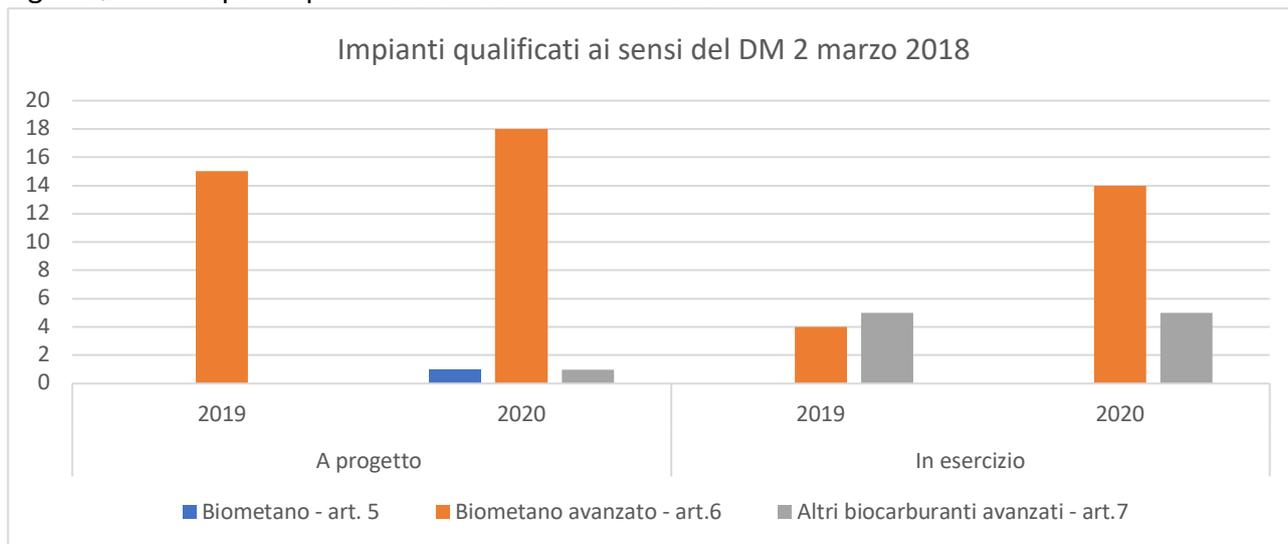
Gli impianti di produzione di biometano avanzato qualificati nel 2019 sono stati 19, di cui 15 a progetto e 4 già in esercizio.

Nel 2020 si è assistito ad un incremento sostanziale delle qualifiche che ammontano a 32, di cui 18 a progetto e 14 in esercizio. A queste si aggiunge la qualifica per un progetto di impianto di produzione di biometano non avanzato²⁸.

²⁷ Salita a circa 150 Mmc nel 2021 stando ai dati di Staffetta Petrolifera.

²⁸ Ex art. 5, Decreto 2 marzo 2018.

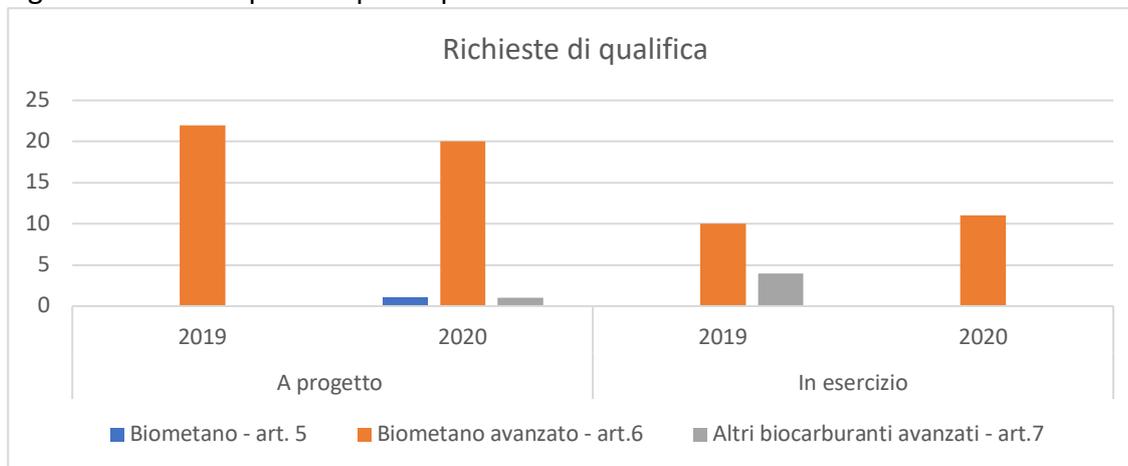
Fig. – Qualifiche per impianti a biometano anni 2019 e 2020



Fonte: elaborazioni degli autori su dati GSE.

Considerando le richieste di qualifica pervenute al GSE è possibile verificare come solo il 59% (19 su 32) siano andate a buon fine nel 2019 a fronte della totale accettazione delle richieste pervenute nel 2020.

Fig. – Richieste di qualifica per impianti a biometano anni 2019 e 2020



Fonte: elaborazioni degli autori su dati GSE.

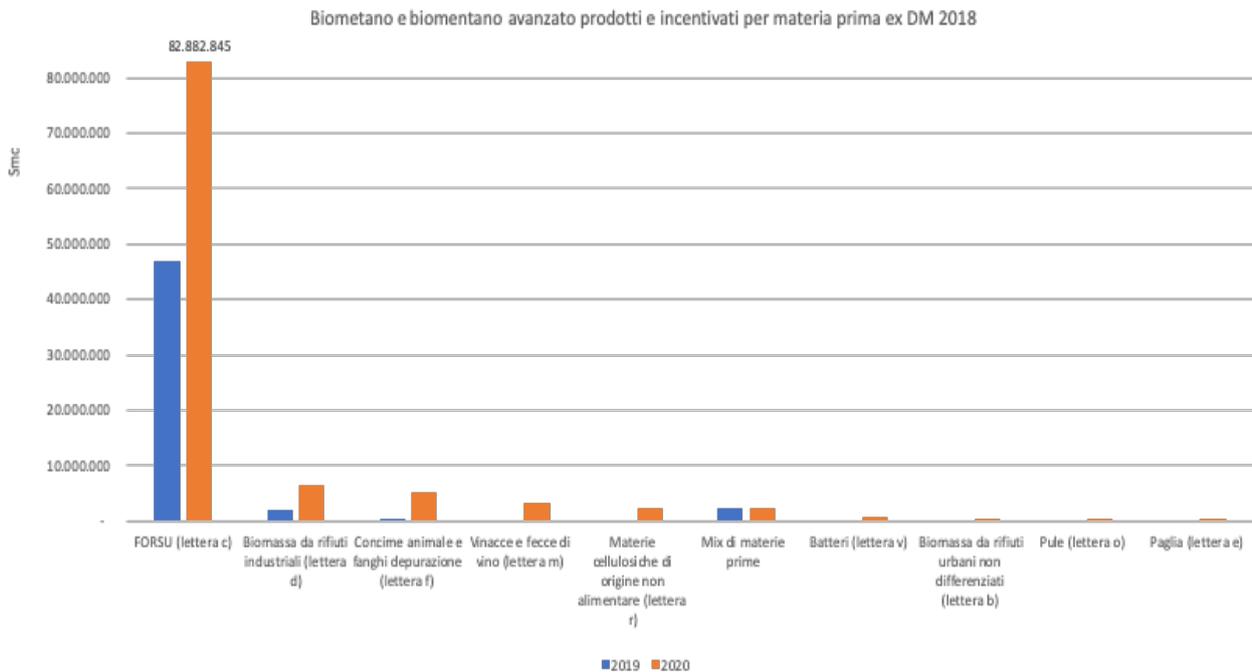
La stragrande maggioranza del metano rinnovabile prodotto è ottenuto dalla Frazione Umida del Rifiuto Solido Urbano (FORSU). Il rimanente viene ricavato dai rifiuti industriali seguiti dalle deiezioni animali, dalle vinacce e da materie cellulosiche di origine non alimentare.

Per quanto riguarda la capacità produttiva futura, alla fine di giugno 2021 risultavano accettate da Snam 54 richieste di allacciamento alla rete di trasporto nazionale per altrettanti impianti di produzione di biometano per una capacità di trasporto complessiva pari a circa 323 Mmc annui²⁹.

²⁹https://www.snam.it/it/trasporto/Processi_Online/Capacita/informazioni/capacitatrasporto/Capacita_trasporto/01_Entrata_uscita/01c/01c_elenco.html

Laddove tale capacità diventasse effettivamente operativa, e considerando quella nominale relativa agli impianti già in esercizio, si arriverebbe dunque ad una producibilità di circa 570 Mmc, pari solo alla metà del tetto produttivo fissato dal Decreto.

Fig. – Biometano prodotto e incentivato per materia prima nel 2020

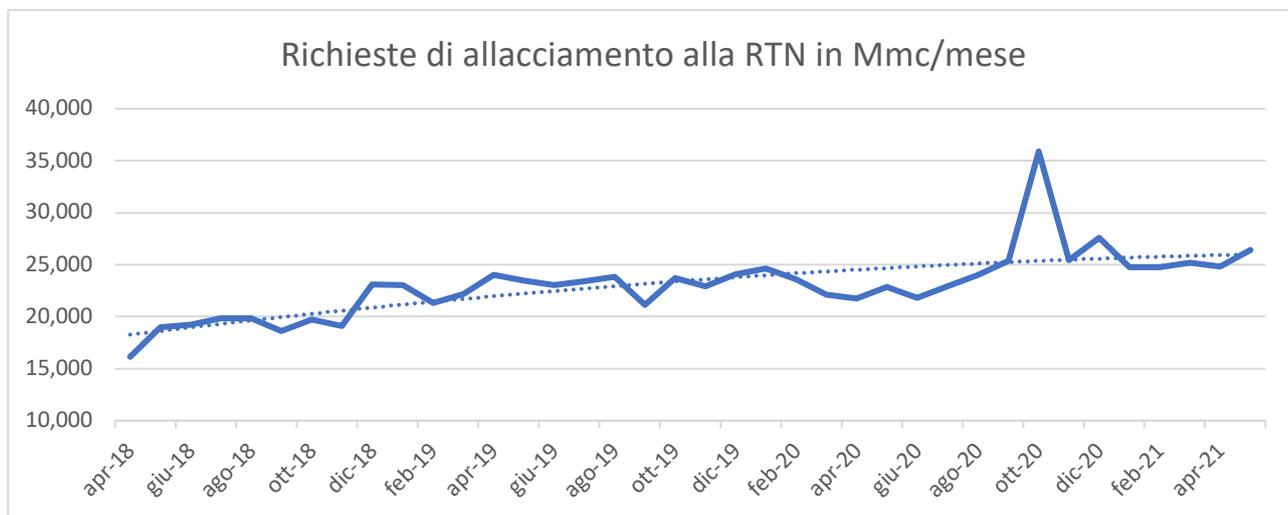


Fonte: elaborazione degli autori su dati GSE 2021.

Tale dato deve essere peraltro considerato alla luce di una certa “mortalità dei progetti” e dei lunghi tempi di allacciamento alla rete che possono arrivare fino a due anni.

La maggioranza delle richieste proviene dalla Lombardia (27%) e, più in generale, si riscontra una netta concentrazione delle iniziative al centro-nord anche se in attenuazione rispetto all’anno precedente grazie ad alcuni nuovi progetti localizzati nel sud del nostro paese.

Fig. – Capacità punti di produzione di biometano di prossima attivazione: evoluzione storica



Fonte: elaborazione degli autori su dati GSE 2021.

4. IL POTENZIALE DI PRODUZIONE

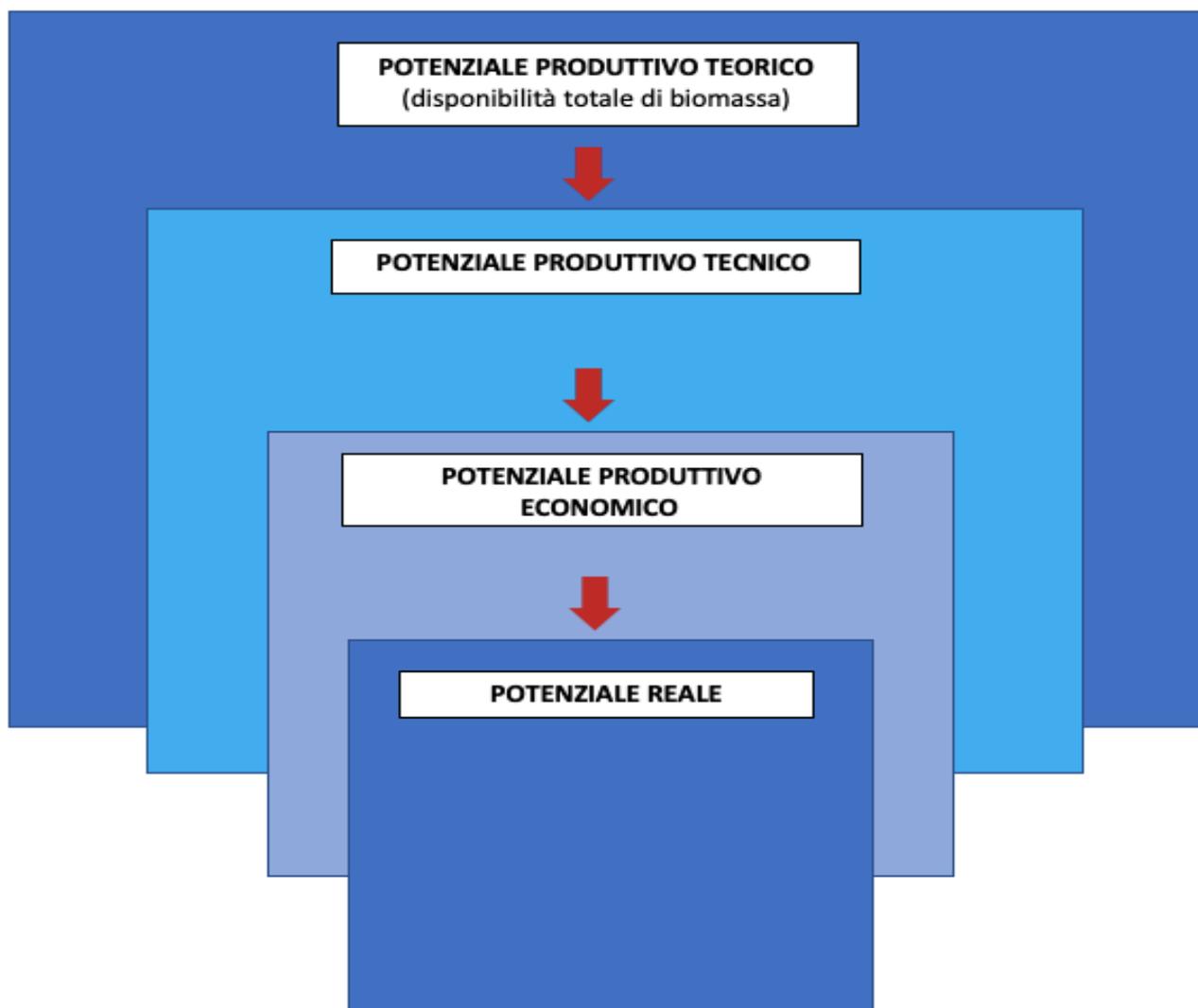
Quantificando la disponibilità prospettica di fanghi da depurazione, deiezioni animali, scarti agricoli e FORSU sulla base di opportune ipotesi inerenti la loro futura consistenza, assumendo che tutti gli impianti a biogas esistenti vengano riconvertiti e che tutta la produzione incrementale di biogas sia trasformata in biometano, si è arrivati a stimare un potenziale produttivo teorico di metano rinnovabile al 2030 pari a 4,5 miliardi di metri cubi.

Al fine di determinare il potenziale produttivo economico si è poi proceduto alla puntuale analisi dei costi di produzione.

Una prima indicazione per la stima del potenziale produttivo di biometano in Italia può derivare dalla considerazione dell'attuale produzione di biogas ipotizzando che tutti gli impianti attualmente esistenti siano riconvertiti per la produzione di metano rinnovabile.

Tale quantitativo può essere considerato come quello «immediatamente» producibile e, come tale, come un quantitativo minimo di produzione da compararsi con quello massimo ottenibile stimato a partire dalla disponibilità delle biomasse rilevanti su territorio nazionale.

Fig. – Potenziale teorico vs potenziale reale di produzione



Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

Se il biogas utilizzato nella generazione elettrica (8,3 TWh prodotti) in Italia fosse convertito in biometano la produzione sarebbe pari a circa 1.300 milioni di metri cubi.

Una simile stima presuppone che il sistema incentivante la produzione di biometano sia tale da rendere conveniente la riconversione di tutti gli impianti di produzione esistenti sul territorio e attualmente destinati alla produzione di energia elettrica.

Ipotizzando invece che l'intera disponibilità attuale delle materie prime considerate sia utilizzata per la produzione di biometano, e sulla base di opportuni parametri di resa, si arriva a quantificare una produzione complessiva di circa 3,8 miliardi di metri cubi.

Per stimare tale potenziale produttivo teorico di biometano al 2030 è stato necessario valutare la disponibilità prospettica di fanghi, deiezioni animali, scarti agricoli e forestali e rifiuti³⁰.

Tab. – Produzione di biogas (e biometano) per in fonte in Italia

Mmc	Biogas	Biometano equivalente
<i>da fanghi</i>	77	54
<i>da deiezioni animali</i>	409	225
<i>da attività agricole e forestali</i>	1.328	664
<i>da rifiuti</i>	715	358
TOTALE	2.529	1.301

Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati GSE.

Le ipotesi utilizzate per le stime sono state le seguenti:

- per quanto riguarda i fanghi, considerando i previsti interventi di adeguamento sulla rete che porteranno all'allacciamento progressivo di utenze domestiche attualmente non connesse con la rete fognaria, è stato possibile prevedere un aumento della produzione del 40-50% all'orizzonte temporale considerato. La produzione totale dovrebbe dunque attestarsi a regime intorno ai 4,5 milioni di tonnellate all'anno³¹, segnando dunque un incremento, rispetto alla produzione corrente, del 50%. Assumendo che questo aumento interessi in eguale misura le diverse tipologie di fanghi considerati³² si è potuta ipotizzare una produzione di biogas pari a 776 milioni di mc e, di conseguenza, un relativo potenziale produttivo teorico di biometano pari a 529 milioni di metri cubi;
- per gli effluenti zootecnici sono stati considerati gli importanti cambiamenti che l'industria zootecnica è destinata a subire nel medio periodo per effetto della maggiore sensibilità e consapevolezza dei consumatori, che spingono per una produzione meno intensiva, e dell'evoluzione tecnologica che porterà alla *sostituzione di alcuni ingredienti animali con equivalenti moderni, dal minore impatto ambientale*. Sulla base di tali assunzioni, e osservando l'andamento storico della consistenza degli allevamenti negli ultimi 15 anni, è stato possibile ipotizzare una produzione di biogas pari a 2,84 Gmc al 2030 e un potenziale produttivo evolutivo di biometano di 1,56 Gmc;

³⁰ L'analisi è qui limitata al biometano ottenibile dai gas di discarica. Alla FORSU è stata dedicata una stima specifica.

³¹ Contro le 3 attuali.

³² Imhoff, primari, secondari e avanzati.

- sul fronte degli scarti agricoli, non essendo ad oggi né preventivabili né misurabili le variabili che potrebbero comportare una variazione della produzione agricola, appare ragionevole ritenere che i quantitativi attuali di scarti possano essere considerati una valida approssimazione di quelli futuri;
- per i gas da discarica, essendo la porzione di rifiuti conferiti attesa in diminuzione per effetto della recente evoluzione del contesto normativo europeo e nazionale³³, e *nell'ipotesi di sostanziale invarianza della produzione totale di rifiuti*³⁴, si è stimata una produzione di biogas pari a 300 Mmc e un conseguente potenziale produttivo teorico di biometano pari a 150 milioni di metri cubi.

Tab. – Produzione di biometano in Italia: il potenziale teorico al 2030

Gmc	PRODUZIONE ATTUALE		PRODUZIONE POTENZIALE (a quantità di biomassa attuale)		POTENZIALE PRODUTTIVO EVOLUTIVO al 2030	
	Biogas	Biometano equivalente	Biogas	Biometano equivalente	Biogas	Biometano equivalente
Fanghi	0,08	0,05	0,50	0,35	0,78	0,53
Effluenti zootecnici	0,41	0,23	3,35	1,84	2,84	1,56
Scarti agricoli	1,33	0,66	3,15	1,58	3,15	1,58
Discariche	0,24	0,12	0,66	0,33	0,30	0,15
TOTALE	2,06	1,06	7,66	4,10	7,07	3,82

Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati Ministero della Salute, Enea, Ispra.

Sulla base della suesposta analisi si è dunque arrivati stimare un potenziale produttivo teorico di biometano pari a 3,8 Gmc al 2030 ascrivibile per l'82% circa alle deiezioni animali e agli scarti agricoli.

4.1 Il potenziale produttivo da FORSU

Per stimare il potenziale produttivo di biometano da FORSU si è proceduto per gradi:

- stima della produzione di rifiuti urbani (RU);
- stima della raccolta differenziata di RSU (quota di RD su RU);
- stima della FORSU raccolta separatamente (quota di FORSU su RD);
- stima della FORSU avviata alla conversione in biogas e biometano (quota trattamento anaerobico su trattamento totale della FORSU);
- stima del biometano ottenibile per tonnellata di FORSU trattata;
- stima della produzione potenziale di biometano da FORSU.

³³ La Direttiva 2018/850/UE, facente parte del “Pacchetto economia circolare”, ha come finalità quella di portare il riciclo dei rifiuti urbani ad almeno il 55% entro il 2025, al 60% entro il 2030, e al 65% entro il 2035 e di abbattere al 10%, la percentuale di conferimento in discarica dei rifiuti entro la stessa data. Il provvedimento comunitario è stato recepito attraverso i recenti decreti del 5 marzo scorso che prevede il divieto di collocare in discarica rifiuti provenienti da raccolta differenziata e destinati al riciclaggio o alla preparazione per il riutilizzo a partire dal 2030.

³⁴conseguente ad una sostanziale invarianza della popolazione (ISTAT, 2019).

La quantità di rifiuti urbani prodotti è stata calcolata sulla base della seguente equazione:

$$RU = POP \times \frac{PIL}{POP} \times \frac{Spesa\ fam}{PIL} \times \frac{RU}{spesa\ fam}$$

Le assunzioni fatte con riferimento alle variabili esplicative utilizzate sono state quelle di una popolazione stabile, di un PIL in modesta crescita (0,5 – 1% m.a.), e di un livello di spesa delle famiglie³⁵ correlato al reddito con andamento regolare.

Ipotizzando che anche per il 2030 venga fissato un obiettivo di riduzione della produzione di rifiuti urbani per unità di spesa delle famiglie pari all'1% annuo è stato possibile stimare un livello di produzione di rifiuti urbani pari a 30 milioni di tonnellate.

Per quanto riguarda la raccolta differenziata³⁶ si è rilevato come, a livello nazionale, i rifiuti raccolti in modo differenziato siano pari al 58% del totale raccolto, con un *trend* in crescita significativa negli ultimi anni, anche se con una certa eterogeneità sia a livello regionale che provinciale.

I dati relativi alla percentuale di frazione umida dei rifiuti raccolti in maniera differenziata mostrano differenze non trascurabili tra le diverse regioni. Il rapporto FORSU/RD nel 2018 varia dal 25,4% della Val d'Aosta al 49,7% della Campania.

Ipotizzando che la summenzionata tendenza relativa alla raccolta differenziata continui nei prossimi anni fino a raggiungere il traguardo del 70 – 75%, e assumendo un valor medio costante di contenuto di FORSU sul totale dei rifiuti raccolti in modo differenziato pari al 40%, è stato possibile stimare una quantità di biometano ottenibile dalla FORSU³⁷ pari a 660 Mmc all'orizzonte temporale considerato.

Tab. – Stima della produzione di biometano da FORSU in Italia al 2030: le ipotesi

Produzione di rifiuti urbani in Mt	Raccolta differenziata di RSU (RD/RU)	FORSU raccolta in modo differenziato (FORSU/RD)	Fattore di resa (mc/t)	Produzione di biometano da FORSU al 2030 in Mmc
30	70-75%	40%	70	660

Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati ISPRA e ISTAT.

Tale ammontare va ad aggiungersi al potenziale precedentemente stimato con riferimento ad altre materie prime, portando così alla quantificazione di un potenziale teorico complessivo di produzione di biometano di circa 4,5 Gmc al 2030.

Ciò ha evidenziato una produzione incrementale teorica rispetto a quella immediatamente ottenibile³⁸ di 3,2 Gmc.

³⁵ Si ricorda che il Pogramma Nazionale di Prevenzione dei Rifiuti emanato dal MATTM nel 2013 ha individuato la produzione di rifiuti urbani per unità di PIL come uno dei parametri oggetto di monitoraggio per la valutazione dell'efficacia delle misure intraprese a livello nazionale per il conseguimento degli obiettivi europei di riduzione della produzione di rifiuti. Per tale parametro era stato fissato un target di riduzione del 5% al 2020 ad oggi conseguito.

³⁶ Il cui livello fu normato già nel 2006 dal D.lgs 152 che fissava una percentuale obiettivo del 65% entro il 2012.

³⁷ Il coefficiente di resa adottato va da 60 a 80 mc di biometano per tonnellata di FORSU.

³⁸ In caso completa riconversione della potenza installata a biogas sul territorio nazionale.

5. IL SISTEMA DI INCENTIVAZIONE E I RICAVI RITRAIBILI DALL'IMMISSIONE DI BIOMETANO IN RETE

Il meccanismo di incentivazione in vigore si basa sull'erogazione di permessi negoziabili e sulla possibilità di richiedere il ritiro del biometano immesso in rete ad un prezzo predefinito nelle sue modalità di calcolo al GSE.

Dal Decreto del 2 marzo 2018 emergono diverse fattispecie di incentivazione relative al valore del CIC, alla suddetta possibilità di ritiro del biometano, alla realizzazione dell'impianto di distribuzione e/o liquefazione di pertinenza.

Ciò si traduce in una certa variabilità dei ricavi ritraibili dalla produzione e immissione in consumo che influenza evidentemente la sostenibilità economica della produzione.

Il Decreto del 2 marzo 2018 definisce il sistema di incentivazione e determina nei fatti i ricavi ritraibili dall'immissione in consumo del biometano.

Questi ultimi sono infatti rappresentati da:

- il valore del Certificato di Immissione in Consumo che per il biometano avanzato è pari a 375 euro ogni 5 Gcal³⁹;
- il prezzo di vendita del biometano che può, a discrezione dell'operatore, essere ritirato dal GSE⁴⁰ oppure essere venduto sul mercato.

I commi 11 e 12 del Decreto stabiliscono come a tali corrispettivi si aggiunga il contributo erogato nel caso in cui il produttore realizzi un impianto di liquefazione o di distribuzione "di pertinenza", intendendosi come tali un nuovo impianto di distribuzione destinato al settore dei trasporti che riceve il biometano tramite la rete del gas naturale e un impianto, localizzato nel territorio italiano, situato anche in luogo diverso dai siti di produzione del biometano, che riceve il biometano, ed il gas naturale eventualmente necessario per garantire il suo corretto funzionamento, tramite la rete del gas naturale, che effettua la liquefazione del biometano con data di primo collaudo successiva alla data di entrata in vigore del decreto stesso.

Tale contributo, come precedentemente osservato, consiste in una maggiorazione del numero dei CIC⁴¹ erogati del 20%.

Dall'analisi degli artt. 5 e 6 del Decreto di incentivazione, considerando la possibilità di ritiro da parte del GSE, la durata dell'incentivo e le sue possibili maggiorazioni rispetto al caso base ascrivibili al *double counting* (DC) e all'eventuale realizzazione dell'impianto "pertinente" di distribuzione e/o liquefazione, emergono sette distinte fattispecie di incentivazione:

- immissione di biometano avanzato in rete con ritiro da parte del GSE a prezzo predefinito⁴²;
- immissione di biometano avanzato in rete con ritiro da parte del GSE a prezzo predefinito e realizzazione di impianto di distribuzione o liquefazione di pertinenza;
- immissione di biometano avanzato in rete senza ritiro da parte del GSE;
- immissione di biometano avanzato in rete senza ritiro da parte del GSE e realizzazione di impianto di distribuzione o liquefazione di pertinenza;
- immissione di biometano in rete;

³⁹ Se il biometano non è avanzato, ovvero non è prodotto a partire dalle materie prime di cui all'Allegato A del decreto stesso.

⁴⁰ Gestore dei Servizi Energetici.

⁴¹ Certificati di Immissione in Consumo.

⁴² Si veda la sezione 2 dedicata all'analisi della normativa.

- immissione di biometano avanzato in rete senza obbligo di connessione di terzi;
- immissione di biometano avanzato in rete senza ritiro e immissione di biometano avanzato in rete con ritiro da parte del GSE dopo 10 anni⁴³;

Tab. – Le sette fattispecie di incentivazione contemplate nel Decreto 2 marzo 2018

FATTISPECIE DI INCENTIVAZIONE	STRUTTURA DELL'INCENTIVO
Biometano avanzato in rete con ritiro	CIC a 375 euro, DC, e P di ritiro
Biometano avanzato in rete con ritiro e impianto di distribuzione/liquefazione	CIC a 375 euro, DC, e P di ritiro + 20-40% sui CIC base
Biometano avanzato in rete senza ritiro	CIC a 375 euro, DC, e P di mercato
Biometano avanzato in rete senza ritiro e impianto di distribuzione/liquefazione	CIC a 375 euro, DC, e P di mercato + 20-40% sui CIC senza maggiorazione
Biometano in rete	CIC a mercato e P di mercato
Biometano avanzato in rete senza obbligo di connessione di terzi	CIC a mercato, DC, e P di mercato
Biometano avanzato in rete senza ritiro e biometano avanzato in rete con ritiro dopo il decimo anno	CIC a mercato, DC, e P di mercato

Fonte: analisi proprie degli autori.

Nel primo caso i ricavi sono rappresentati dal controvalore dei CIC valorizzati a 375 euro ogni 5 Gcal e dal prezzo di ritiro.

Nel secondo caso ai CIC valorizzati a 375 euro ogni 5 Gcal e al prezzo di ritiro cui si aggiunge la maggiorazione sui CIC base relativa alla realizzazione dell'impianto pertinente.

Nel terzo caso i ricavi sono dati dal valore dei CIC pari a 375 euro ogni 5 Gcal e dal prezzo a cui viene venduto il biometano sul mercato.

Nella quarta fattispecie l'immissione in rete del biometano consente al produttore di ricevere i CIC valorizzati a 375 euro ogni 5 Gcal, di vendere il biometano sul mercato, e di percepire un maggior numero di CIC in relazione alla realizzazione dell'impianto di pertinenza.

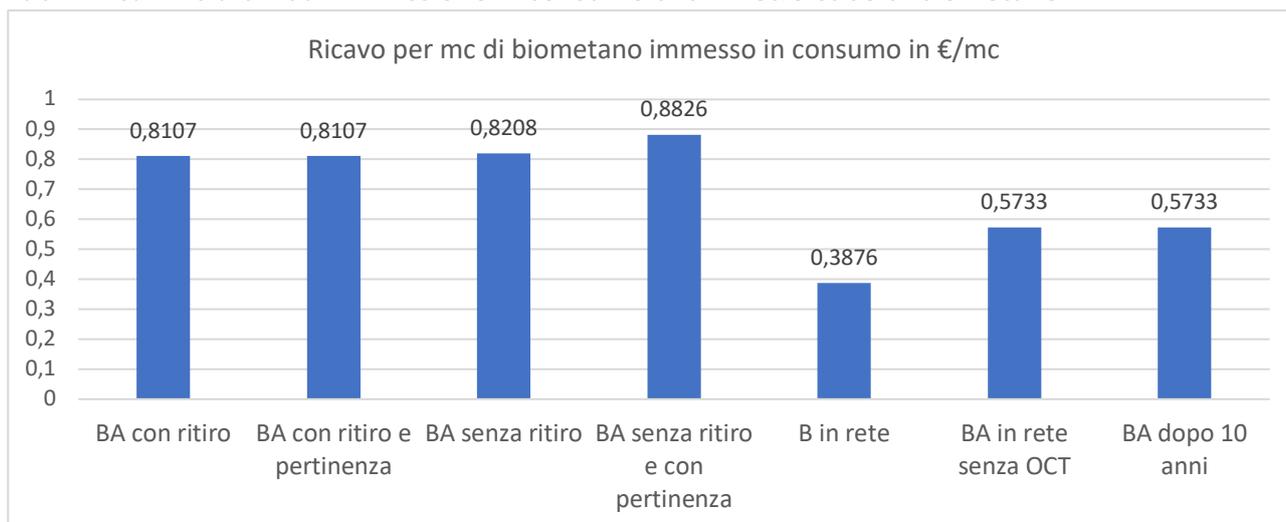
Nella quinta ipotesi l'immissione in rete del biometano frutta al produttore i corrispondenti CIC e il prezzo di vendita, entrambi a valore di mercato.

L'immissione di biometano avanzato in una rete senza obbligo di connessione di terzi consente di ricevere i corrispondenti CIC ogni 5 Gcal e il prezzo di vendita risultante sul mercato.

Trascorsi 10 anni dall'inizio dell'incentivazione i ricavi ritraibili dall'immissione in rete sono rappresentati dal valore di mercato dei CIC ottenibili ogni 5 Gcal di biometano avanzato immesso e dal prezzo di mercato del biometano, sia che l'operatore abbia inizialmente scelto il ritiro da parte del GSE, sia che abbia optato per la vendita autonoma del gas rinnovabile.

⁴³ Trascorsi 10 anni dall'erogazione del primo incentivo le due fattispecie divengono equiparabili.

Tab. – Ricavi ritraibili dall'immissione in consumo di un metro cubo di biometano⁴⁴



Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

I ricavi per metro cubo di biometano immesso in rete sono dunque variabili e compresi tra 0,39 e 0,88 €/mc nelle ipotesi di “biometano immesso in rete” e di biometano avanzato immesso in rete a mercato (senza ritiro da parte del GSE) con realizzazione di un impianto di pertinenza.

Tale variabilità influenza, insieme ai costi di produzione, in maniera significativa, la sostenibilità economica della produzione e, dunque, lo sviluppo futuro del mercato.

6. I COSTI DI PRODUZIONE DEL BIOMETANO E LA SOSTENIBILITA' ECONOMICA

I costi di produzione del biometano sono stati distinti in costi di impianto e costi relativi all'approvvigionamento delle materie prime a partire dalle quali è possibile ottenere il biogas.

I costi fissi mostrano considerevoli economie di scala penalizzando nei fatti gli impianti di piccole e piccolissime dimensioni.

I costi dei feedstock presentano un'estrema variabilità sia interfonte che intrafonte.

L'analisi ha consentito di verificare come solo la produzione di biometano da alcune materie prime e/o da impianti di dimensioni medio-grandi sia sostenibile economicamente stante l'attuale sistema di incentivazione.

I costi di impianto possono essere distinti in costi di capitale, relativi alla realizzazione dell'impianto, e costi operativi, rappresentati principalmente dai costi relativi al funzionamento dell'impianto stesso.

I costi di capitale variano tra 2.500 e 4.500 €/kW per impianti con capacità compresa tra 500 kW e 1 MW, tra 4.500 e 5.500 per quelli di taglia compresa tra 251 e 500 kW, e tra 5.500 e 7000€/kW per gli impianti di piccola e piccolissima taglia tra 50 e 250 kW.

Gli intervalli di costo sono stati ottenuti considerando varie tecnologie tra cui *wet, semidry e dry* per la digestione anaerobica e impianti di tipo *plug-flow, up-flow e super-flow*.

⁴⁴ Le ipotesi assunte sono quelle di un CIC a mercato del valore di 225 euro e di un prezzo spot del gas naturale pari al prezzo medio a pronti del 2019, così come risultante dal sito del GME (0,202 €/mc.)

Tab. – Costi di capitale per impianti a biogas

	Da 50 a 250 kW		Da 251 a 500 kW		Oltre 500 kW	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
	Euro/kW	Euro/kW	Euro/kW	Euro/kW	Euro/kW	Euro/kW
Opere civili	2.300	3.000	2.000	2.300	1.200	2.000
Lavori elettromagnetici	2.000	2.500	1.500	2.000	800	1.500
Impianto di cogenerazione	1.200	1.500	1.000	1.200	500	1.000
TOTALE	5.500	7.000	4.500	5.500	2.500	4.500

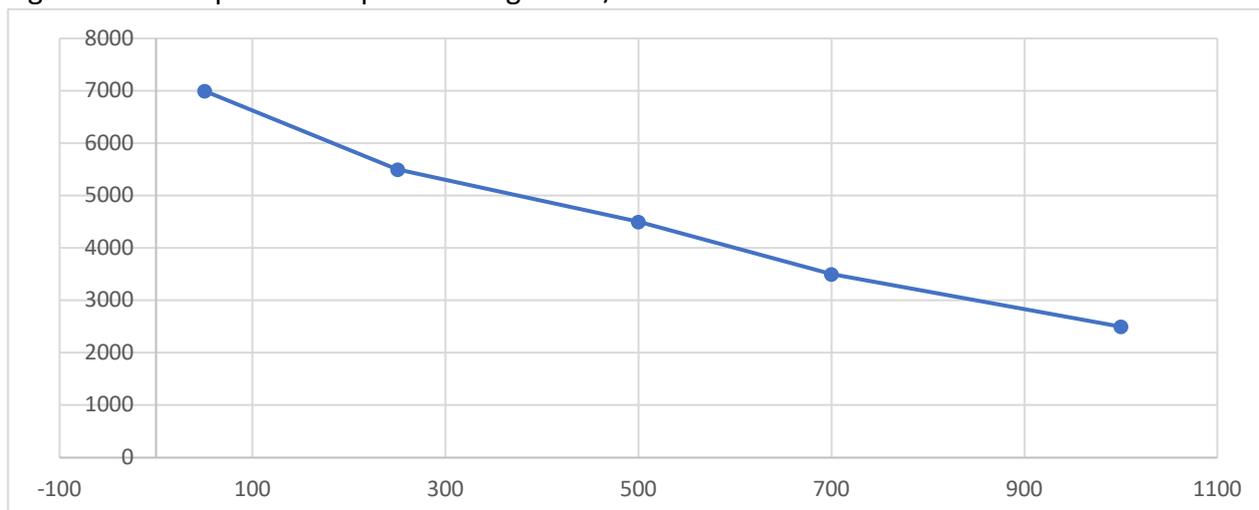
Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati vari.

I costi sono comprensivi di oneri finanziari.

Dai dati elaborati risultano evidenti economie di scala.

I costi del fattore lavoro, quelli di manutenzione, quelli relativi alle analisi chimiche e fisiche sono stati considerati nell'ambito dei costi operativi che risultano variabili tra 0,025 e 0,060⁴⁵ €/kWh.

Fig. – Costi di capitale di impianti a biogas in €/KW



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati vari.

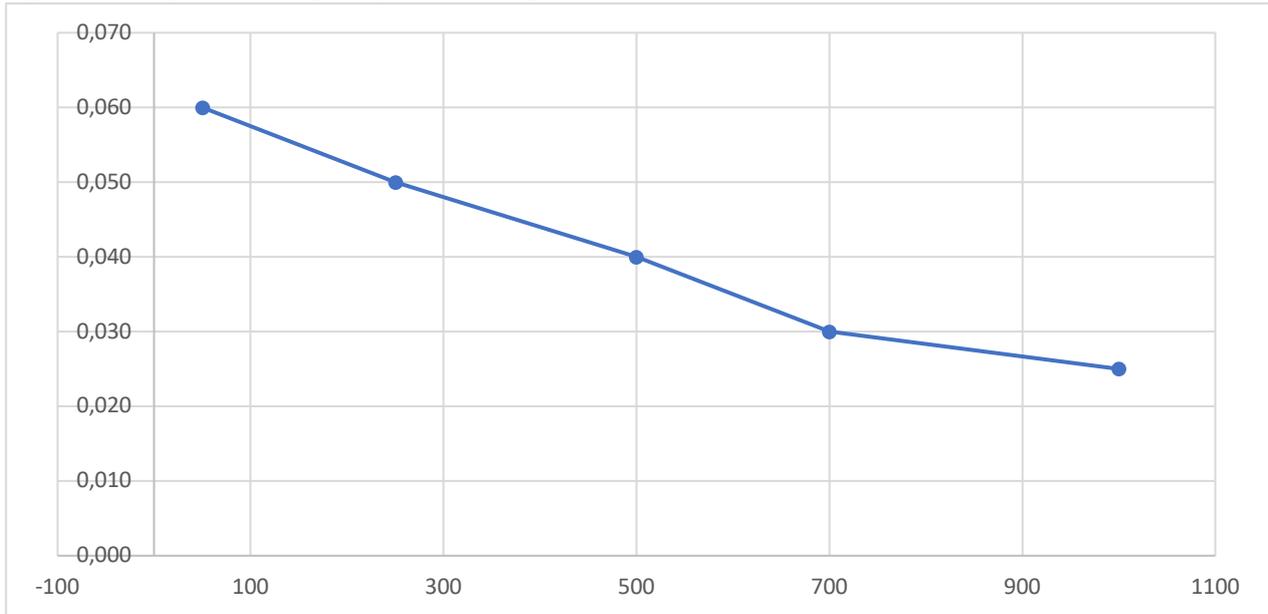
I costi imputabili alla fase di trasformazione del biogas in biometano (*upgrading*) presentano pure una certa variabilità, anche se inferiore rispetto a quella osservabile a proposito dei costi fissi del digestore, e risultano compresi tra 360 e 600 €/kW.

L'ipotesi è quella di 8000 ore annue di funzionamento.

I costi complessivi di impianto variano tra 0,522 e 1,318 €/mc.

⁴⁵ L'andamento decrescente dei costi variabili è ascrivibile alla presenza di alcuni costi semifissi (c.d. variabili discontinui).

Fig. – Costi operativi degli impianti a biogas in €/kWh

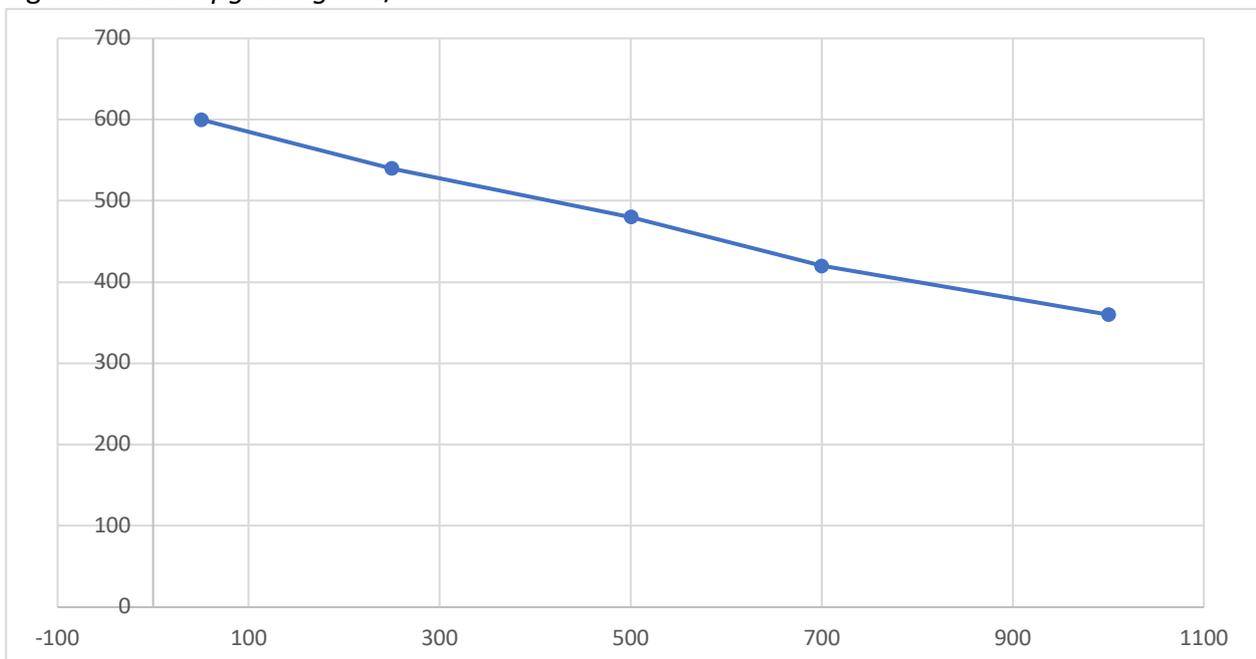


Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati vari.

In particolare, a seconda della taglia dell'impianto, i *capex* risultano compresi tra 0,223 e 0,624 €/mc, gli *opex* tra 0,267 e 0,641 €/mc, i costi di *upgrading* variano tra 0,032 e 0,053 €/mc.

Ai costi di relativi agli impianti vanno aggiunti quelli relativi alle materie prima da cui è possibile ottenere il biogas.

Fig. – I costi di *upgrading* in €/kW



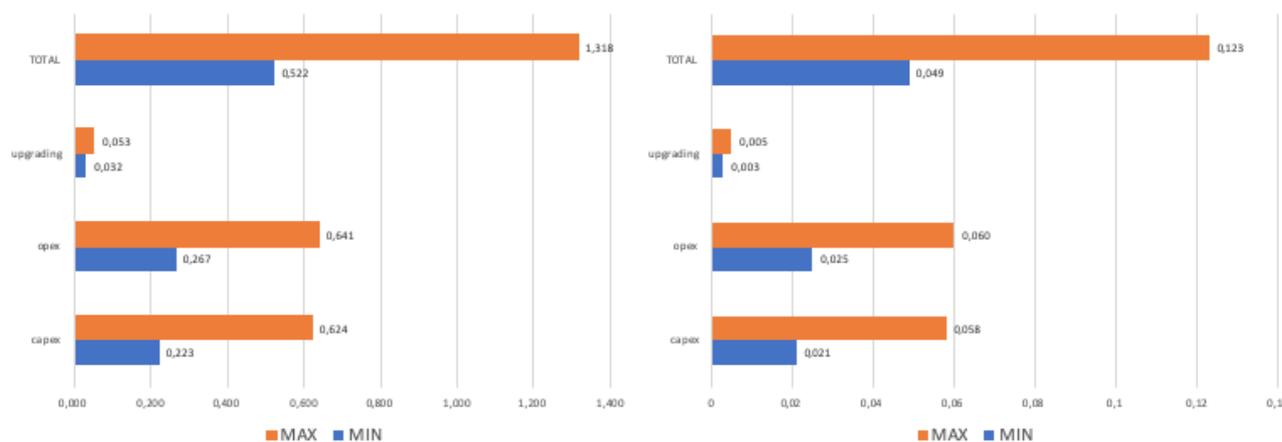
Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati vari.

Esse si presentano molto differenti tra loro da un punto di vista economico in quanto:

- presentano costi di approvvigionamento assai diversi che possono anche essere negativi e, dunque, configurarsi come voci di ricavo⁴⁶;
- possono consentire la generazione e valorizzazione di sottoprodotti che concorrono alla formazione dei ricavi di vendita complessivi⁴⁷.

Le materie prime prese in considerazione sono state rappresentate da derivati del mais (non utilizzabili in Italia ma inclusi per completezza di analisi), fanghi, scarti agroindustriali (principalmente derivati del grano), scarti colturali (crudo, lolla di riso, gusci di frutta, vinacce e simili), liquame bovino e suino⁴⁸.

Fig. – Costi di impianto nella produzione di biometano in €/mc (sx) e in €/kWh (dx)



Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

I fanghi si presentano come un costo negativo⁴⁹ in quanto il produttore di biometano viene pagato per il ritiro, mentre gli altri costi sono estremamente variabili sia con riferimento alla stessa categoria di materia prima che tra materie prime diverse.

In particolare, a causa dell'ampia varietà di prodotti (e delle loro diverse caratteristiche in termini di potere calorifico) inclusi nella categoria, i costi caratterizzati dalla maggiore variabilità sono quelli degli scarti agro-industriali (compresi tra 0,278 a 2,976 €/mc), seguiti dagli scarti vegetali (tra 0,426 e 1,628 €/mc).

La variabilità dei costi relativi alle altre materie prime può essere spiegata sulla base di diverse ipotesi contenute nei numerosi studi considerati⁵⁰.

Combinando i differenti valori relativi ai costi di impianto con i differenti valori relativi ai costi delle materie prime è stato possibile stimare i costi totali di produzione del biometano in un "cluster" di scenari:

- costi di capitale minimi e costi di materia prima minimi;
- costi di capitale minimi e costi di materia prima massimi;
- costi di capitale massimi e costi di materia prima minimi;
- costi di capitale massimi e costi di materia prima massimi.

⁴⁶ E' il caso della FORSU, degli sfalci, dei fanghi di depurazione.

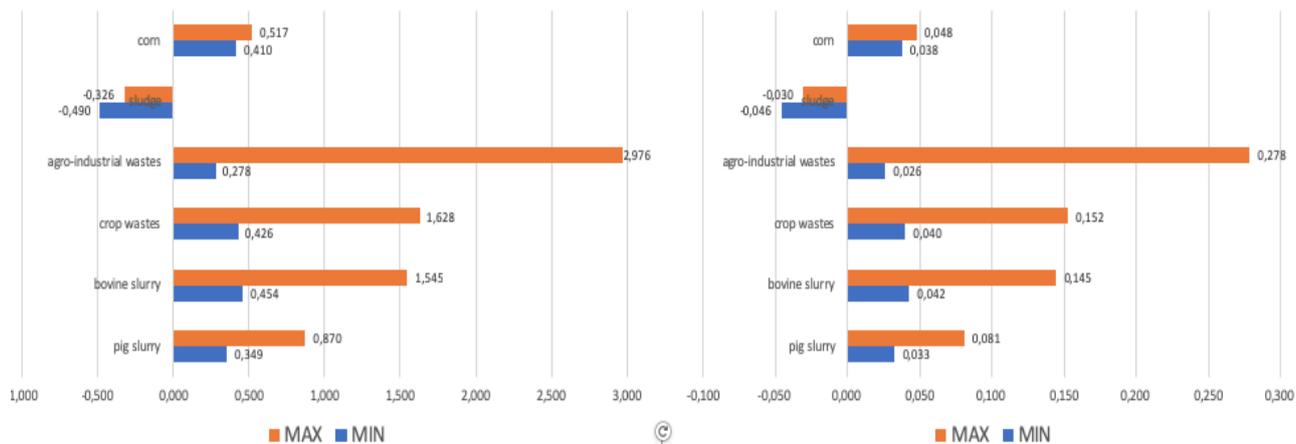
⁴⁷ Il riferimento va alla produzione di compost e al recupero della CO2 che può essere venduta sul mercato.

⁴⁸ Alla FORSU è stata dedicata un'analisi separata.

⁴⁹ Costituiscono dunque un ricavo a tutti gli effetti.

⁵⁰ Il riferimento va alle specificità geografiche e ai costi di raccolta/trasporto.

Fig. – I costi delle materie prime in €/mc (sx) e in €/kWh



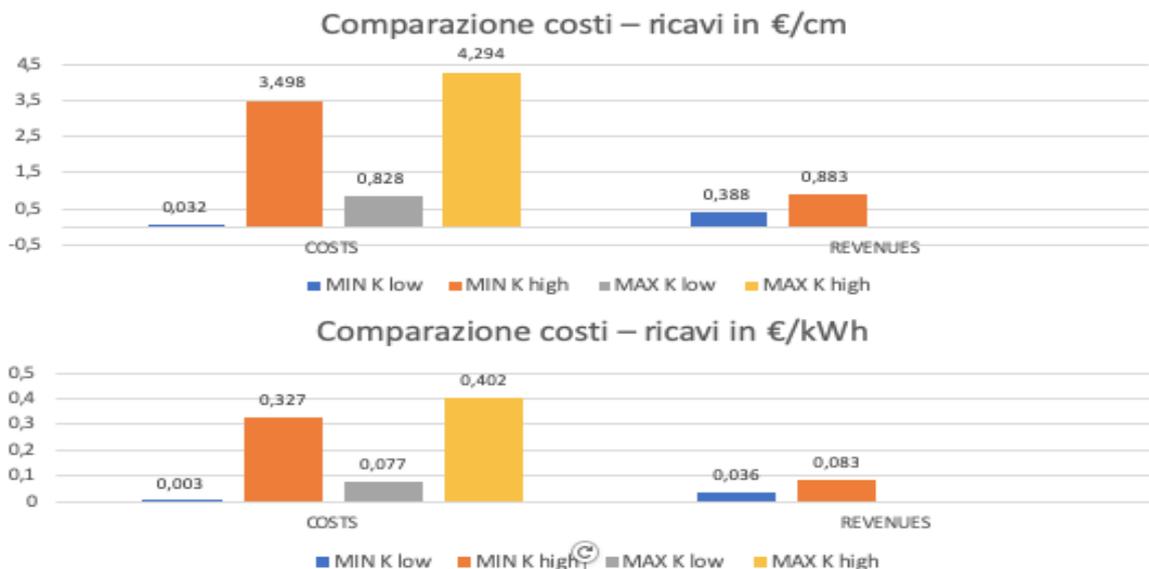
Fonte: elaborazioni proprie degli autori su fonti varie.

Sulla base di tale analisi è stato possibile individuare un intervallo di costo totale di produzione di biometano pari a 0,032 – 4,294⁵¹ €/mc.

6.1 Il confronto costi - ricavi

I costi di produzione sono stati comparati con i ricavi calcolati come descritto nel capitolo precedente con l'obiettivo di valutare la sostenibilità economica della produzione di biometano.

Fig. – Comparazione costi – ricavi della produzione/immissione in consumo di biometano⁵²



Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

⁵¹ L'estremo superiore dell'intervallo sconta evidentemente le ipotesi "peggiori" in termini di taglia dell'impianto e di utilizzo di materie prime agricole dai costi di produzione e trasporto particolarmente elevati.

⁵² I dati si riferiscono alle seguenti fattispecie produttive: biometano da fanghi in impianto di dimensioni superiori a 500 kW, biometano da rifiuti agro-industriali in impianto di dimensioni superiori a 500 kW, biometano da fanghi in impianto di piccole dimensioni, biometano da rifiuti agro-industriali in impianto di piccola taglia. Tali dati sono riferiti ai costi totali di produzione minimi e massimi nelle due fattispecie produttive "costi minimi di impianto" e "costi massimi di impianto" rispettivamente.

La contrapposizione tra l'intervallo di costo e l'intervallo di ricavo consente di calcolare il profitto o l'eventuale perdita derivanti dalla produzione e immissione in rete del biometano nelle diverse ipotesi.

Prendendo in considerazione il dato di costo minore⁵³ e quello di ricavo maggiore⁵⁴ si arriva a stimare un profitto pari a 0,851 €/mc. Quest'ultimo si trasforma in una perdita di quasi 4 euro al metro cubo nelle ipotesi di costo massimo⁵⁵ e ricavo minimo⁵⁶.

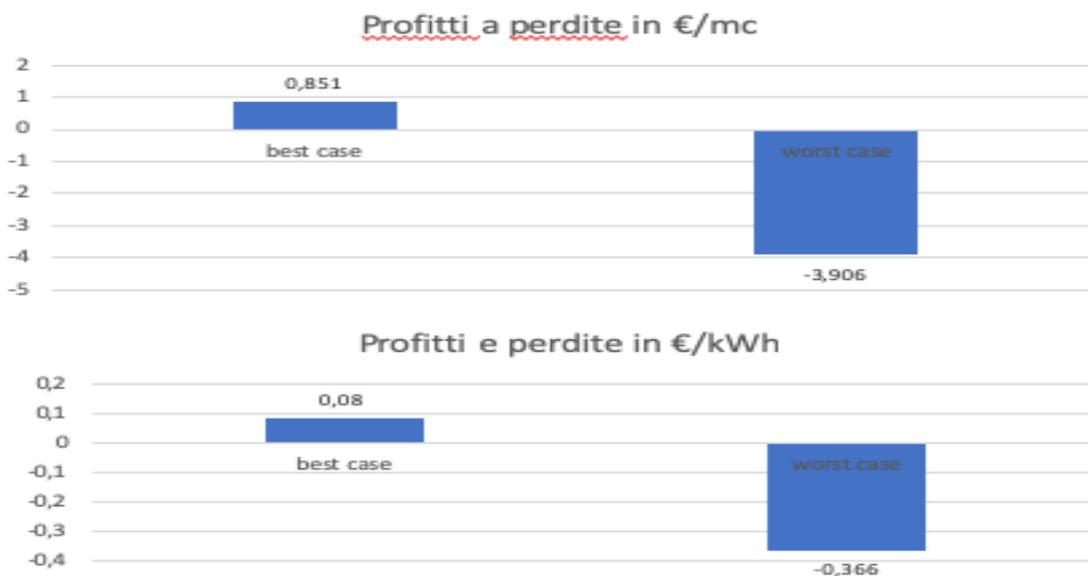
L'analisi condotta mostra perciò come la produzione ed immissione in consumo del biometano sia economicamente giustificabile solo ove quest'ultimo sia prodotto:

- a partire dalle materie prime caratterizzate da costi negativi o contenuti⁵⁷;
- in impianti di taglia superiore a 500 kW,

limitando lo sviluppo del mercato.

Anche l'incentivo riconosciuto alla produzione elettrica da biogas può costituire un freno alla riconversione degli impianti a biometano prima della fine del periodo di incentivazione.

Fig. – Profitti e perdite derivanti dall'immissione in consumo di biometano



Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

Prendendo a riferimento il caso di un impianto di generazione a biogas di taglia inferiore ai 300 kW beneficiario di una tariffa omnicomprensiva pari a 0,280 €/kWh, e confrontando i profitti/perdite ritraibili dall'immissione in consumo di biometano con quelli ottenibili dalla vendita di elettricità prodotta con biogas, risulta infatti evidente come la conversione da biogas a biometano possa essere non conveniente.

Il profitto ottenibile dalla vendita dell'elettricità ottenuta con biogas è di un ordine di grandezza superiore di quello conseguibile dalla produzione e immissione in consumo del biometano ad uso

⁵³ Costo totale di produzione di biometano da fanghi di depurazione in impianto da 1 MW.

⁵⁴ Immissione in rete di biometano avanzato con vendita sul mercato e realizzazione di impianto pertinente.

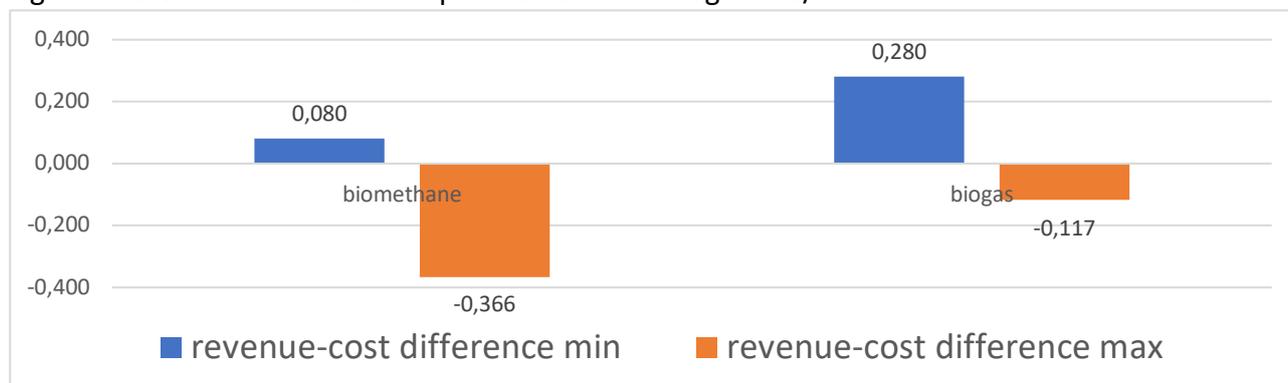
⁵⁵ Costo totale di produzione di biometano da scarti agro-industriale in impianto da 50 KW.

⁵⁶ Biometano immesso in rete.

⁵⁷ Il riferimento va qui ai fanghi da depurazione, alle deiezioni suine, ad alcuni rifiuti agro-industriali o a selezionati *mix* di materie prime.

trasporti a fronte di una perdita potenziale⁵⁸ per il biometano pari a oltre il triplo di quella relativa alla produzione di elettricità con biogas.

Fig. – Differenza tra ricavi e costi per biometano e biogas in €/kWh



Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

E' necessario precisare che nella summenzionata valutazione non si è tenuto conto, nel computo dei ricavi, di quelli ottenibili dalla vendita del digestato per il biometano, né di quelli relativi alla vendita del calore nel caso della cogenerazione a biogas.

Non si ritiene tuttavia che tali inclusioni, pur destinate verosimilmente a migliorare l'economicità delle produzioni, possano significativamente inficiare la competitività relativa delle opzioni messe a confronto.

6.2 La microliquefazione

Poiché il biometano nel settore dei trasporti può essere utilizzato sia in forma gassosa, tipicamente nel settore della trazione leggera su strada, sia in forma liquida (Bio-GNL) nel comparto della trazione pesante e nel settore del trasporto marittimo, ai costi precedentemente descritti devono essere aggiunti quelli della micro-liquefazione.

Tab. – Costi minimi e massimi di produzione del biometano liquido

COSTI	€/mc		€/kWh	
	MIN	MAX	MIN	MAX
impianto	0,522	1,318	0,049	0,123
materia prima	-0,490	2,976	-0,046	0,278
liquefazione	0,055	0,140	0,005	0,013
TOTALE	0,087	4,434	0,008	0,414

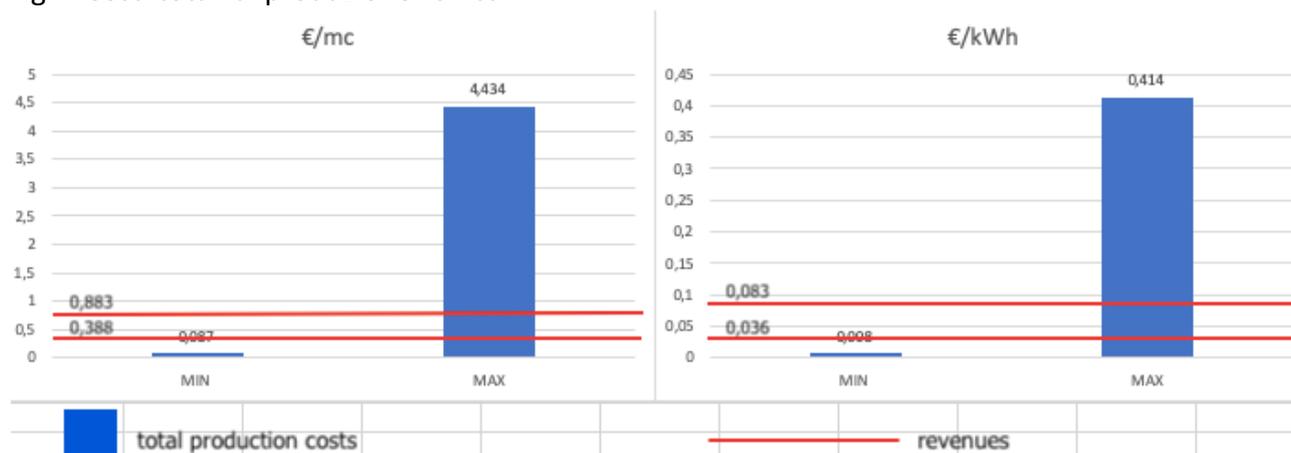
Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

Stando ai dati di letteratura, e dipendendo dalla taglia degli impianti, tali costi sono compresi tra 0,055 e 0,140 €/mc.

L'inclusione dei costi di microliquefazione peggiora la sostenibilità economica della produzione/immissione in consumo di biometano penalizzando di fatto lo sviluppo del mercato in quello che pare ad oggi essere, sia in Italia che all'estero, il settore più promettente ovvero quello del trasporto pesante su strada.

⁵⁸ Laddove dovessero essere processate le materie prime più costose in impianti di piccola e piccolissima taglia.

Fig. – Costi totali di produzione vs ricavi



Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

Le medesime considerazioni riguardano il settore del trasporto marittimo ad oggi escluso dal sistema di incentivazione nonostante quest'ultimo mostri emissioni in crescita sia a livello nazionale che europeo e il gas naturale liquefatto, sia fossile che bio, rappresenti l'unica opzione percorribile nel breve periodo per il contenimento degli impatti ambientali.

6.3 Valutazione economica della produzione di biometano da FORSU

La valutazione dei costi, dei ricavi e della conseguente profittabilità della produzione di biometano da FORSU in Italia è soggetta a variabilità che dipende soprattutto:

- dalle diverse tecnologie;
- dalla dimensione degli impianti;
- dalla loro localizzazione;
- dall'evoluzione temporale (passata e prevista) di alcune variabili importanti.

I risultati ottenuti, oltre che variabili, sono soggetti a un consistente grado di incertezza per la mancanza di un numero significativo di impianti in esercizio/costruzione di cui si conoscano i dati di investimento. Per superare questa difficoltà è stato necessario ricorrere a:

- pubblicazioni e studi su costi e *performance*;
- informazioni reperibili sulla stampa o presso soggetti proponenti la realizzazione di specifici impianti;
- interviste dirette con alcuni dei partecipanti al tavolo di lavoro.

La valutazione è stata condotta con riferimento ad un impianto che produce sia biometano che compost di qualità (Ammendante Compostato Misto - ACM) con processo mesofilo *semi-dry* e *upgrading* a membrana. Di seguito il riassunto dei dati quantitativi adottati.

Per la determinazione dei costi di capitale è stata utilizzata la seguente formula:

$$C = C_{ref} \cdot (q/q_{ref})^{SF}$$

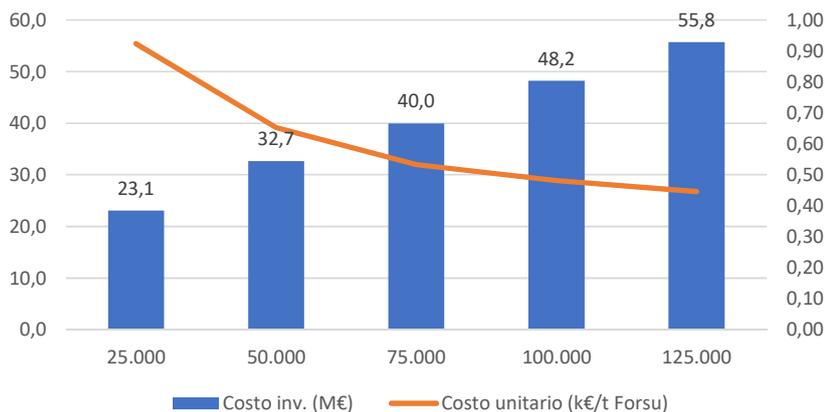
Tab. – Le assunzioni tecniche

	Intervallo	Valore di riferimento
Quantità annua di FORSU	Da 25.000 a 125.000 t/a	75.000 t/a
Quantità di verde	Dal 20% al 40% della FORSU	22.500 t/a (30%)
Scarti da smaltire (% FORSU in ingresso)	Dall'8% al 15% della FORSU	9750 (13% FORSU)
Quantità di compost (ACM)	Dal 15% al 35 % della FORSU	25.000 t/a (25%)
Biometano prodotto	Da 50 a 80 mc per tonnellata di FORSU	70 mc/t FORSU
Composizione biogas	60% CH ₄ , 40% CO ₂ (altri gas trascurabili)	

Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

Gli studi considerati rilevano importanti economie di scala anche se diverse per le diverse parti dell'impianto. Facendo riferimento agli Scale Factor (SF) indicati in letteratura, applicando un fattore di scala crescente (equivalente ad economie di scala decrescenti), e adottando come riferimento un impianto da 75.000 tonnellate annue dal costo di 40 M€, si è dunque proceduto a calcolare i costi totali e unitari di investimento.

Fig. – Costi totali e medi di capitale



Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

I costi operativi sono costituiti dalle seguenti voci principali:

- costo del personale;
- costo dell'energia elettrica e degli altri prodotti energetici;
- costi di manutenzione;
- costi di smaltimento dei rifiuti provenienti dal pre-trattamento della FORSU e dalla produzione del compost;
- varie (assicurazione, acqua, spese generali, eventuali royalties, etc.)

Di seguito i valori adottati sulla base della rassegna della letteratura disponibile.

Tab. – I costi variabili

	Intervallo Valori unitari	Impianto di riferimento (75.000 t/a)
Costo del personale e numero addetti	52.000 €/a e M soggetto alle stesse economie di scala dell'impianto	30
Costo energia elettrica	81,5 €/MWh	
Costo annuo manutenzione	Dal 2,5 al 4,5% costo impianto	3,5%
Varie		1%
Costo del capitale (WACC)	Dal 5% all'8%	6,5%
Costo smaltimento scarti	+30% prezzo ritiro FORSU	130 €/t
Vita utile dell'impianto		20 anni
Fattore di carico	95% (8320 h/a)	

Fonte: elaborazioni proprie degli autori su fonti varie.

Le voci di ricavo sono rappresentate da:

- il ritiro della FORSU;
- il ritiro del verde (sfalci e potature);
- la vendita del biometano;
- la vendita del compost;
- i CIC.

Tab. – Le voci di ricavo

	Intervallo valori	Valore di riferimento
Ritiro FORSU	Da 75 a 125 €/t	100 €/t
Ritiro verde	Da 15 a 35 €/t	25 €/t
Biometano	Pari alla media degli ultimi quattro anni (20 €/MWh)	19 €/MWh (= 0,95 * 20)
Compost	Da 5 a 20 €/t	6 €/t
CIC	375 €/ ogni 10 Gcal	Doppio conteggio per 10 anni

Fonte: elaborazioni proprie degli autori su fonti varie.

Confrontando i ricavi unitari con i costi, entrambi riferiti ad una tonnellata di FORSU⁵⁹, è possibile verificare come tutti gli impianti di capacità superiore alle 50 kt/anno abbiano margini positivi crescenti.

La struttura dei costi appare piuttosto articolata. Le voci principali sono rappresentate dal costo di capitale (tra il 30 e il 45%), seguito da quello del lavoro (17 – 19%), dai costi manutenzione (15 – 17%) e smaltimento del sovrappeso e degli scarti.

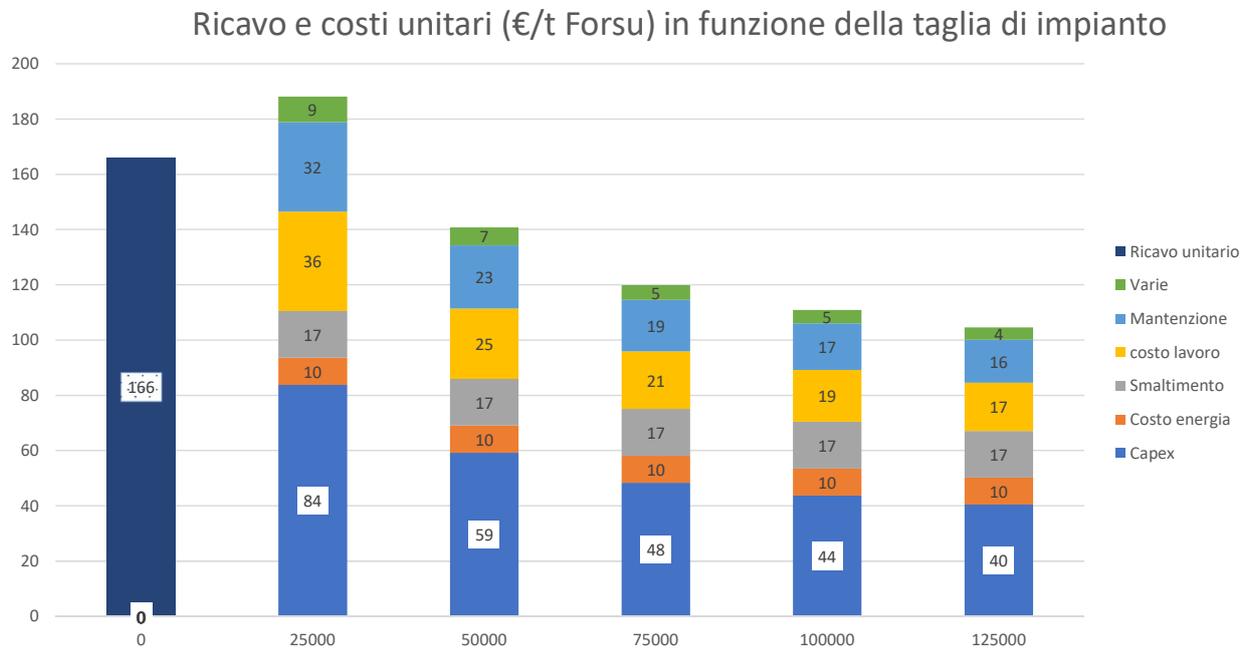
La struttura dei ricavi, che non varia con la dimensione dell'impianto, si caratterizza per la predominanza dei ricavi connessi al ritiro della FORSU (60%) seguiti da quelli relativi ai CIC (26%).

Il ricavo derivante dalla vendita del gas rappresenta meno del 10% del totale.

⁵⁹ Tale scelta è motivata dal fatto che la principale voce di ricavo è rappresentata dal costo negativo della FORSU e che lo scopo primo degli impianti consiste nell'inserire il trattamento della FORSU in un sistema economico circolare.

Tranne che per gli impianti di capacità inferiore alle 25 kton/anno la convenienza degli investimenti in impianti di produzione di biometano è molto buona: il tempo di recupero è contenuto e il tasso interno di rendimento risulta superiore al costo del capitale⁶⁰.

Fig. – Profittabilità della produzione di biometano da FORSU: confronto tra costi e ricavi



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su fonti varie

L'analisi di sensibilità dei costi unitari alle sue variabili esplicative mostra come nessun parametro, nell'ambito della variabilità considerata⁶¹, sia da solo in grado di produrre una variazione del costo totale superiore al 6%. La variazione congiunta di tutti i fattori condurrebbe invece ad una modifica del costo unitario del 20% in aumento o in diminuzione, sebbene, anche nel caso di aumento, esso resterebbe significativamente inferiore al ricavo unitario.

La stessa analisi condotta sui ricavi mostra che, anche considerando l'ipotesi estrema di inviluppo di tutti i casi peggiori, il ricavo unitario scenderebbe di poco sotto il costo, indicando la robustezza della convenienza economica dell'impianto da 75 kt/annue.

La lentezza con la quale sta crescendo il numero degli impianti alimentati con la FORSU a livello nazionale non appare dunque legata a problemi di redditività quanto, piuttosto, a difficoltà autorizzative, legate anche dall'accettabilità sociale, e gestionali.

⁶⁰ WACC assunto pari a 6,5%.

⁶¹ Oscillazione del 15% in aumento o diminuzione per i Capex e il costo del lavoro, costi di manutenzione compresi tra 2,5 e 4,5% dei costi di capitale, WACC variabile tra il 5 e l'8% .

7. PREVISIONE DEI CONSUMI DI BIOMETANO IN ITALIA AL 2030

Assumendo uno sviluppo del mercato di tipo essenzialmente policy driven e ipotizzando un incremento dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti dall'attuale 2 al 7% al 2030, è stato possibile calcolare un consumo atteso di biometano nel settore dei trasporti pari a circa 1,5 Gmc. Al fine di valutare l'attuale capacità del mercato di raggiungere un simile livello di sviluppo all'orizzonte temporale considerato si è al contempo proceduto all'elaborazione di uno scenario di consumo di tipo technology driven, basato cioè sulla competitività economica ed ambientale del biometano e sulla dinamica storica degli investimenti in capacità produttiva, che restituisce al 2030 un consumo sostanzialmente sovrapponibile, a dimostrazione dell'importanza delle politiche di incentivazione per lo sviluppo del settore.

L'implementazione delle misure attuative del PNNR sarà dunque cruciale nella determinazione dell'effettiva estensione del mercato che potrebbe essere di gran lunga superiore a quanto qui preventivato. Ciò sarebbe altamente auspicabile in considerazione del fatto che già la quantità di emissioni evitate negli scenari di domanda qui presentati contribuirebbe da sola al raggiungimento del 70% dell'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni nel settore dei trasporti al 2030.

Lo sviluppo del mercato del biometano dipende dall'offerta dalla domanda.

Sul fronte dell'offerta è necessario che la produzione sia economicamente sostenibile.

L'analisi dei costi di produzione e di micro-liquefazione e il loro confronto con i ricavi ottenibili dalla vendita di biometano, determinati dall'attuale sistema incentivante, ha mostrato che, sostanzialmente, solo il biometano prodotto da fanghi e rifiuti urbani, insieme a quello ottenuto da alcuni mix di materie prime, può essere commercializzato con profitto e che, per favorire un ulteriore sostanziale sviluppo del mercato, sarebbe necessario un sistema incentivante più pervasivo.

Dal lato della domanda, i consumi dipendono essenzialmente:

- dalla competizione tra carburanti (logica privata);
- dai benefici ambientali delle diverse tecnologie disponibili nei segmenti di trasporto considerati (logica sociale).

A partire da questa premessa è stata effettuata una valutazione del futuro consumo di biometano in Italia entro il 2030 secondo:

- uno scenario *TOP DOWN* basato sul raggiungimento degli obiettivi di *policy*;
- uno scenario *BOTTOM UP* fondato sulla considerazione delle seguenti variabili:
 - il *Total Cost of Ownership* (TCO) nei settori del trasporto su strada leggero e pesante;
 - la valutazione della competitività del metano liquido nel settore del trasporto marittimo;
 - la presunta estensione del mercato del gas naturale fossile nel settore dei trasporti in Italia entro il 2030;
 - l'evoluzione della capacità di produzione di biometano e di quella di microliquefazione al 2030;
 - la competitività ambientale del biometano.

7.1 Lo scenario *Top Down*

Il primo scenario è di tipo *policy driven* e basato sull'obiettivo nazionale di consumo di biocarburanti, così come stabilito dal paragrafo 1 dell'art. 2 – quater del Decreto 10 gennaio 2006 n.2⁶², secondo cui i soggetti che immettono in consumo nel settore dei trasporti benzina e gasolio prodotti da fonti di energia non rinnovabili hanno l'obbligo di assicurare una quota minima di biocarburanti.

La quota è stabilita dal Decreto MISE del 10 ottobre 2014 così come modificata dal Decreto sul biometano del 2 marzo 2018 e dal Decreto Ministeriale del 30 dicembre 2020.

Nel 2021 la quota di biocarburanti è fissata pari al 10% dell'ammontare di benzina e gasolio⁶³ consumati nel settore dei trasporti in Italia.

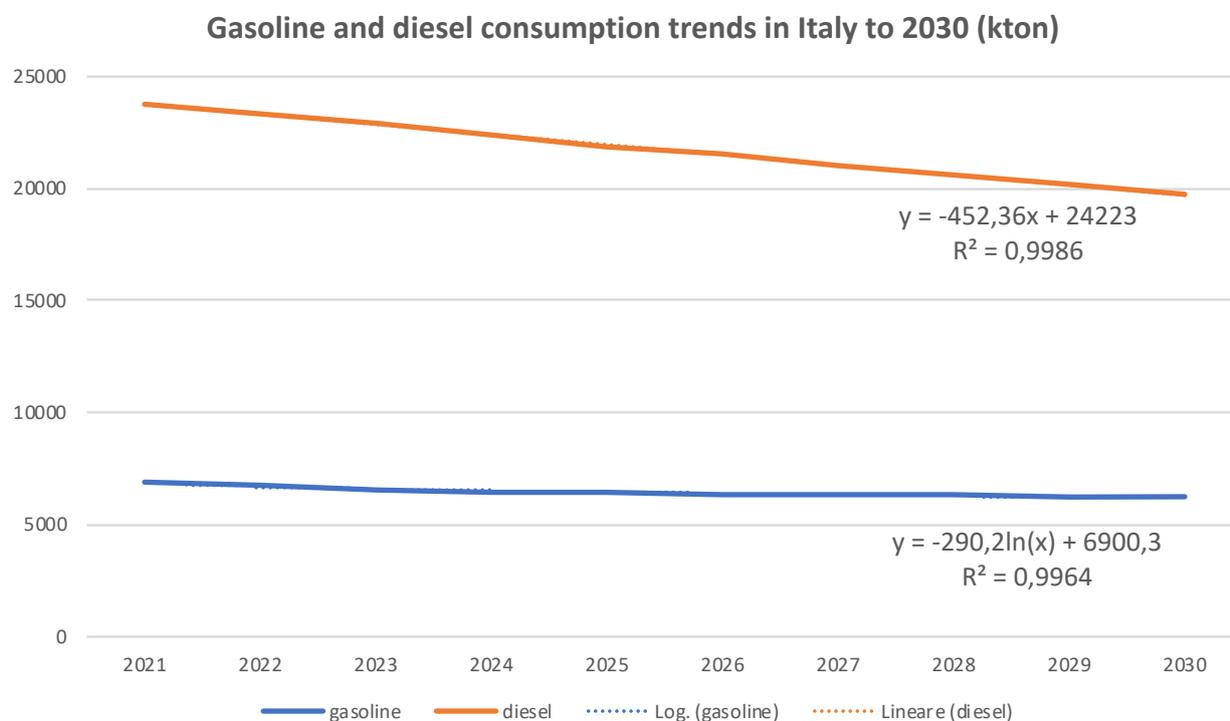
Nell'ambito di questo ammontare il 2%, destinato ad aumentare al 2,5 e al 3% nel 2022 e 2023 rispettivamente, deve essere rappresentato da biocarburanti di tipo avanzato. Quest'ultima obbligazione deve essere soddisfatta per il 75% con biometano.

Al fine di stimare la quantità di biometano avanzato da immettere in consumo al 2030 si è proceduto a:

- valutare il consumo di benzina e gasolio nel settore dei trasporti in Italia al medesimo orizzonte temporale proiettando il trend di consumo storico⁶⁴;
- assumere un incremento della quota obbligata di biocarburanti avanzati dall'attuale 2 al 7%, ipotizzandone cioè un sostanziale raddoppio tra il 2024 e il 2030.

Ciò risulterebbe in un consumo di biometano in Italia nel 2030 pari a 1.550 Mmc.

Fig. – Stima dei consumi di benzina e gasolio nel settore dei trasporti in Italia al 2030



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati vari.

⁶² Convertito dalla Legge 11 marzo 2006 n. 81.

⁶³ Espresso in Gcal.

⁶⁴ Il risultato ottenuto è in linea con le previsioni dell'Unione Petrolifera e altre fonti statistiche autorevoli.

I consumi stimati a partire dalla normativa inerente l'immissione in consumo dei biocarburanti costituiscono evidentemente uno scenario minimo di consumo, corrispondente al rispetto del summenzionato obbligo.

7.2 Stima dei consumi di biometano in Italia al 2030

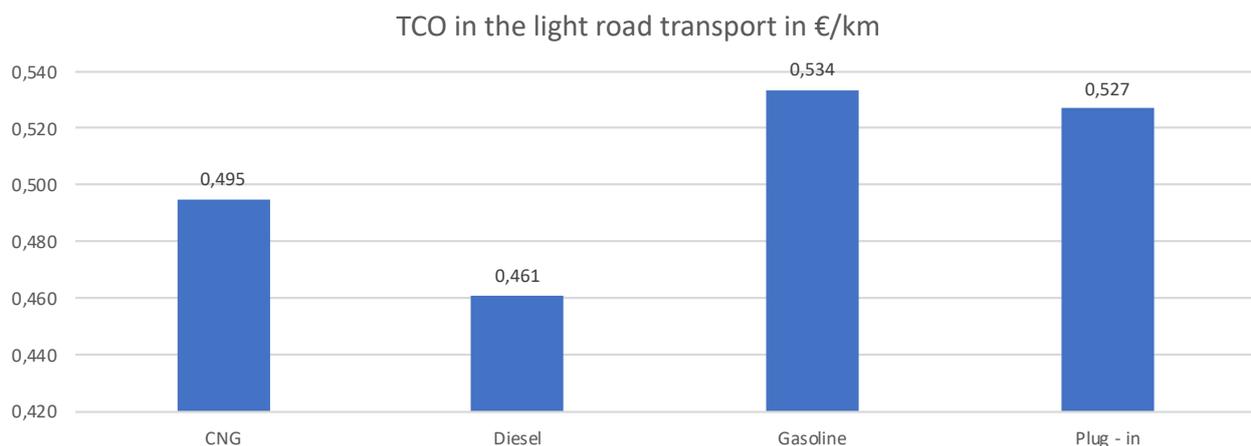
Lo scenario BOTTOM UP è di tipo *technology pull* e i consumi dipendono dalla competizione interfonti.

Per tale motivo è stato calcolato il TCO (Total Cost of Ownership⁶⁵) sia per i veicoli leggeri che per quelli pesanti con riferimento a metano, gasolio, benzina ed elettricità.

Tale analisi si è resa necessaria per evidenziare eventuali vincoli economici alla diffusione della mobilità a gas dal lato della domanda.

Per quanto riguarda le auto il TCO si riferisce ad un chilometraggio di 15.000 km all'anno⁶⁶. Il suddetto costo è calcolato dall'ACI (Automobile Club Italia) al fine di valutare l'ammontare dei rimborsi chilometrici dovuti ai dipendenti per le auto aziendali, ed è comprensivo delle accise.

Fig. – TCO nel settore della trazione leggera su strada in €/km



Fonte: Automobile Club Italia - ACI, 2021.

Sebbene il Decreto 12 maggio 2020 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti preveda incentivi per gli investimenti nel settore dell'autotrasporto per 20.000 euro per i veicoli CNG e GNL di massa pari o superiore a 16 tonnellate, e un aumento del contributo di 2.000 euro per la rottamazione di veicoli obsoleti, il confronto dei TCO nel trasporto pesante su gomma non tiene conto di alcuno di tali incentivi.

Vale la pena ricordare che i calcoli sono stati effettuati con riferimento ai dati di costo attuali⁶⁷ e che per il vettore elettrico è stata considerata un'auto *plug-in*.

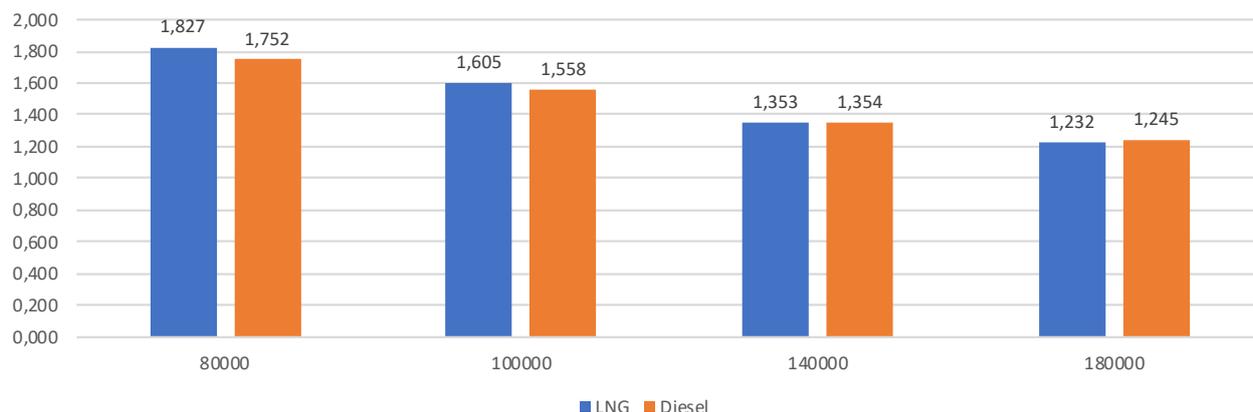
⁶⁵ Che rappresenta il costo totale di una tecnologia per unità di servizio garantito durante tutta la sua vita utile e include perciò capex e opex.

⁶⁶ Rappresentativo del chilometraggio medio degli automobilisti con auto a metano.

⁶⁷ Che potrebbero essere inferiori per alcune tecnologie entro il 2030.

Fig. – TCO nel settore del trasporto pesante su strada

TCO in the heavy road transport in €/km



Fonte: Tuttotrasporti, 2021.

Nella trazione leggera il gas risulta più conveniente rispetto alla benzina e al vettore elettrico. Il gasolio risulta essere il carburante più competitivo.

Nella trazione pesante il gas naturale liquefatto diventa competitivo rispetto al gasolio oltre la soglia di percorrenza di 140.000 km annui.

Il calcolo del TCO nel settore marittimo è un'operazione molto complessa e scarsamente indicativa per la molteplicità e l'estrema variabilità dei parametri che andrebbero considerati.

I costi relativi al GNL variano notevolmente (+/- 30%) a seconda del metodo di bunkeraggio considerato⁶⁸, del tipo di nave utilizzata per il calcolo del *Capex* e, a parità di nave considerata, del tonnellaggio/capacità.

In generale è possibile rilevare come le navi alimentate gas abbiano un costo pari fino a due volte quello delle navi con motore diesel⁶⁹.

Per quanto riguarda i costi operativi però la situazione si capovolge in quanto il GNL presenta un prezzo decisamente inferiore rispetto a quello del *diesel* marino: la quotazione media del bunker GNL nella regione EMEA⁷⁰ nel 2021 è infatti stata pari a 430 \$/t⁷¹ contro i 500 – 550 €/t del VLSFO⁷² e dell'MGO⁷³ che, peraltro, richiedono l'installazione di dispositivi di desolforazione dei fumi (*scrubber*) i cui costi si presentano variabili e dell'ordine di milioni di euro.

Il vantaggio del derivato petrolifero relativo ai costi di investimento viene perciò compensato dal differenziale tra i costi di esercizio entro i primi anni di vita utile delle navi considerate rendendo il GNL l'opzione più competitiva in assoluto.

⁶⁸ Se diretto, *Truck-To-Ship* - TTS o *Ship-To-Ship* – STS.

⁶⁹ <https://www.drewry.co.uk>

⁷⁰ Europe and Middle East Area.

⁷¹ www.shipandbunker.com

⁷² Very Low Sulphur Fuel Oil.

⁷³ Marine Gas Oil.

7.2.1 I consumi di gas naturale nel settore dei trasporti in Italia al 2030

Tab. – I consumi di gas naturale nel settore dei trasporti in Italia al 2030

Mcm	MARITIME TRANSPORT		HEAVY ROAD TRANSPORT		LIGH ROAD TRANSPORT	
	LOW	HIGH	LOW	HIGH	LOW	HIGH
2020	0	0	168	216	1242	1293
2021	29	147	251	322	1276	1381
2022	60	298	353	460	1308	1467
2023	91	455	475	598	1340	1552
2024	123	616	614	795	1371	1634
2025	156	782	767	1014	1401	1715
2026	191	953	934	1254	1438	1762
2027	226	1130	1114	1516	1474	1809
2028	295	1378	1260	1754	1510	1855
2029	367	1633	1417	2011	1545	1901
2030	440	1896	1541	2241	1580	1946

Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

Secondo le nostre previsioni⁷⁴ il consumo totale di gas nel settore dei trasporti in Italia potrebbe variare da 3,6 a 6,0 miliardi di metri cubi entro il 2030.

In particolare, la domanda di GNL nel settore dei trasporti marittimi potrebbe andare da 440 a 1.896 Mmc, la domanda di GNL nel settore dei trasporti pesanti da 1.541 a 2.241 Mmc, mentre la domanda del settore automobilistico sarebbe compresa tra 1.580 e 1.946 Mcm.

I consumi sono stati stimati separatamente per ciascun mercato oggetto di studio a causa dei diversi:

- gradi di maturità;
- sostituti energetici;
- livelli di complessità della catena logistica;
- quadri normativi.

Anche le metodologie utilizzate per quantificare i consumi futuri sono state differenti tra loro.

Nella settore del trasporto leggero su strada, la domanda annua di gas naturale compresso (D) è stata calcolata sulla base della seguente relazione:

$$D = (\text{Numero di veicoli}) \times (\text{km/anno percorsi per veicolo}) \times (\text{consumo per km percorsi})$$

I veicoli considerati sono stati rappresentati da, automobili, veicoli commerciali leggeri, autobus e veicoli speciali.

Sono stati elaborati due scenari.

Nello scenario "High Growth" il periodo 2020-2030 è stato suddiviso in due parti:

- nel primo si contempla una ripresa delle politiche di promozione della mobilità a metano;
- nel secondo periodo si assume invece un atteggiamento politico volto a favorire altri tipi di veicoli a basse emissioni e, quindi, più neutrale nei confronti del metano.

Lo Scenario "Low Growth", al contrario, presuppone che non vi sia un particolare supporto da parte delle autorità pubbliche all'acquisto di veicoli a metano.

⁷⁴ Si veda *Le prospettive di mercato del gas naturale liquefatto e compresso nel settore dei trasporti in Italia*, GREEN Research Report Series, Università Bocconi, dicembre 2019.

I consumi di gas naturale compresso (GNC) vengono quindi sostanzialmente calcolati all'interno di uno scenario inerziale che riproduce la dinamica di vendita dei veicoli a metano osservata in passato.

A differenza di quella relativa alla trazione leggera su gomma a metano in cui il nostro paese vanta tradizionalmente un primato a livello europeo sia in termini di consumi, che di veicoli e di stazioni di rifornimento, la storia dell'utilizzo del GNL per i veicoli industriali è ancora troppo breve per trarre insegnamenti utili per il futuro.

Tuttavia, i dati relativi al consumo totale di GNL, alla rapida evoluzione del numero di stazioni esistenti e del numero di veicoli circolanti in Italia, unitamente a quelli relativi ai consumi unitari, consentono di ipotizzare un chilometraggio medio annuo per veicolo di oltre 110 mila km.

Facendo congrue ipotesi sulla consistenza futura delle suddette variabili è stato possibile elaborare due scenari di consumo minimo e massimo corrispondenti a 34 mila 49 mila mezzi pesanti alimentati a metano liquido al 2030 rispettivamente.

Anche per il settore marittimo sono stati ipotizzati due scenari di consumo. La stima è stata effettuata con esclusivo riferimento a selezionate tipologie di navi che per le loro caratteristiche tecnico-economiche meglio si prestano all'alimentazione a metano liquido.

La scelta è ricaduta in particolare su navi portarinfuse, traghetti, gasiere, navi *roll-on/roll-off* (Ro-Ro), navi portacontainer e navi da crociera.

I consumi sono stati calcolati partendo dalla quantificazione dei consumi energetici totali del settore, la cui crescita è stata ipotizzata fino al 2030 sulla base di assunzioni relative alla futura congiuntura economica, al progressivo e ulteriore trasferimento di parte del traffico merci dalla modalità stradale alla modalità mare, nonché all'evoluzione del contesto normativo internazionale in tema di contenuto di zolfo dei bunkeraggi⁷⁵.

Più in particolare nello scenario di consumo minimo si è ipotizzata una contenuta dinamica di sostituzione di prodotti petroliferi con gas naturale in considerazione del fatto che, nel nostro Paese, le infrastrutture SSLNG già operative sono ancora poche, e assumendo una crescente produzione di *bunker* petroliferi a basso contenuto di zolfo a prezzi competitivi.

Nello scenario di consumo massimo la crescita dei consumi è stata invece ipotizzata enfatizzando il vantaggio ambientale ed economico del gas naturale rispetto ai derivati petroliferi e la scarsa disponibilità attuale e futura di gasoli marini a bassissimo contenuto di zolfo.

7.2.2 L'evoluzione della capacità di produzione e di liquefazione del biometano

Una *proxy* dell'evoluzione della capacità di produzione di biometano in Italia al 2030 può essere rappresentata dalla capacità di trasporto prenotata sulla rete nazionale in corrispondenza dei punti di entrata connessi con gli impianti di produzione.

I dati considerati si riferiscono al periodo che intercorre tra l'aprile del 2018 e il giugno del 2021.

Assumendo che il trend in atto continui per i prossimi 10 anni si arriva a quantificare una capacità produttiva installata di circa un miliardo di metri cubi al 2030.

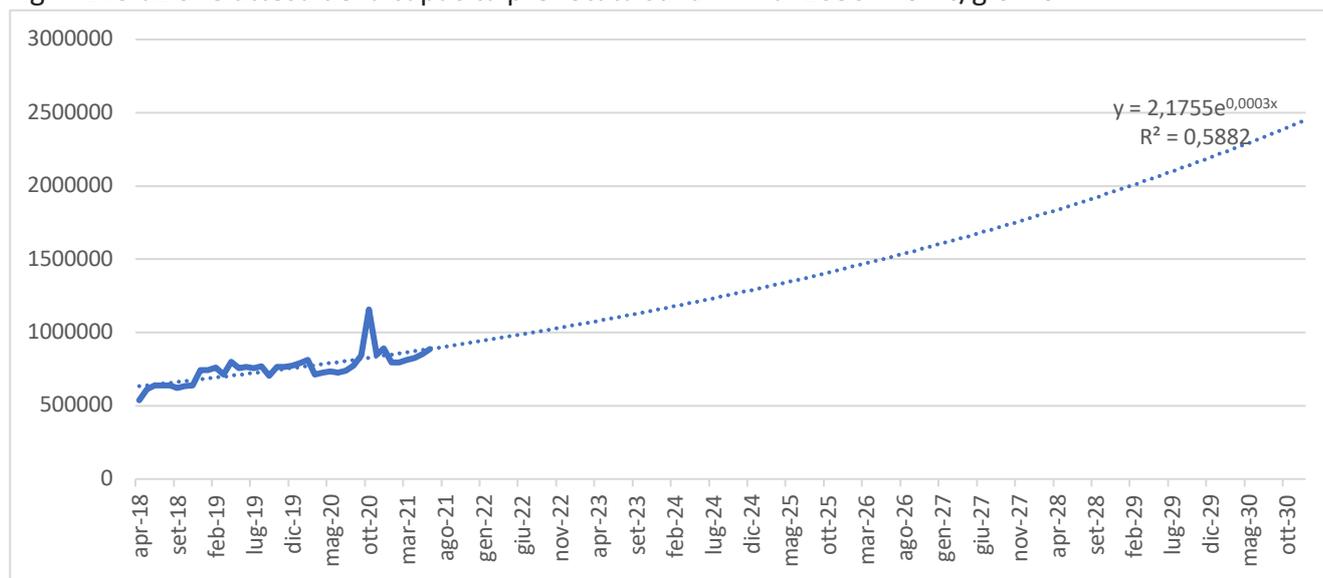
Quest'ultima aumenterebbe in altri termini ad un tasso medio mensile dell'1,6%.

⁷⁵ La Commissione protezione dell'ambiente marino (MEPC) dell'International Maritime Organization (IMO), che ha rivisto i termini dell'allegato VI della convenzione MARPOL adottata nel 2009, ha stabilito che dal primo gennaio 2020 i carburanti utilizzati nel trasporto marittimo debbano avere un contenuto di zolfo non superiore allo 0,5%.

Supponendo che la revisione/integrazione dell'attuale sistema di incentivazione imprima un'accelerazione alla realizzazione/riconversione degli impianti, e assumendo di conseguenza un tasso di crescita doppio, la capacità potrebbe raggiungere 1,4 Gmc annui entro il 2030.

Nel settore del trasporto marittimo e in quello del trasporto pesante su strada il biometano sarà consumato in forma in liquida. La sua disponibilità sarà perciò condizionata dalla presenza diffusa di impianti di micro-liquefazione territorio.

Fig. – Evoluzione attesa della capacità prenotata sulla RTN al 2030 in Smc/giorno



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati Snam.

Al fine di stimare la capacità di liquefazione disponibile a livello nazionale all'orizzonte temporale considerato si è partiti dai dati relativi agli impianti che risultano ad oggi in costruzione o la cui realizzazione è pianificata.

I dati raccolti riguardano 35 impianti di dimensioni molto diverse⁷⁶ tra loro riferibili a 24 distinte imprese.

Considerando la loro presunta data di entrata in operatività è stato possibile elaborare due scenari evolutivi: nel primo sono stati inclusi solo gli impianti per i quali sia stato almeno condotto uno studio di fattibilità tecnico-economica con esito positivo. Nel secondo sono invece stati conteggiati tutti gli impianti di cui si ha ad oggi notizia.

Ciò ha consentito di stimare una capacità di microliquefazione installata al 2030 compresa tra 180.000 e 270.000 tonnellate annue, corrispondenti a circa 300 - 400 Mmc.

A fronte di tale stima si è proceduto, distinguendo tra gli impianti che saranno alimentati con gas prelevato dalla rete di trasporto⁷⁷ e quelli che invece saranno ubicati in prossimità degli impianti di produzione di biometano, ad allocare la quantità di biometano liquido presumibilmente disponibile al 2030 tra il settore del trasporto pesante e il settore del trasporto marittimo.

E' a tale proposito ragionevole pensare che, nel breve periodo, la maggior parte sarà utilizzata per veicoli stradali pesanti a causa:

- dell'esclusione del settore marittimo dal sistema di incentivazione di cui al Decreto 2 marzo 2018;

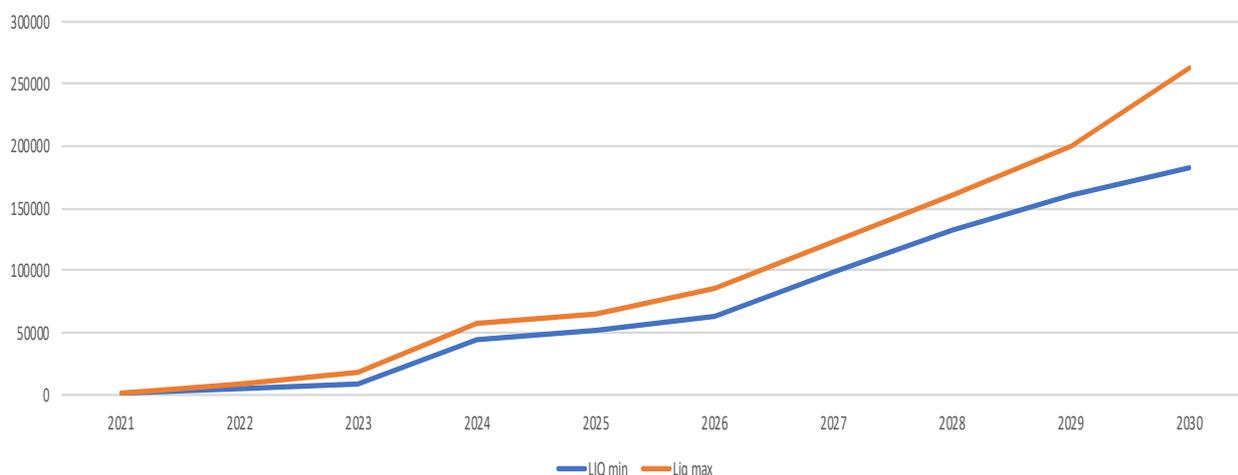
⁷⁶ Gli impianti considerati presentano capacità assai variabili e comprese tra 300 e 35 mila tonnellate annue.

⁷⁷ Tra cui quelli di Snam per sua espressa dichiarazione.

- della minore complessità della filiera;
- dei nuovi limiti per le emissioni di GHG provenienti dai Veicoli Pesanti fissati dal Regolamento UE/2019/1242;
- della recentissima ammissione dei veicoli pesanti a GNL al sistema di premiazione delle emissioni di CO2 vigente a livello europeo.

Fig. – Evoluzione della capacità di micro-liquefazione in Italia al 2030

Microliquefaction capacity in Italy evolution to 2030 (ton)



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su fonti varie.

7.2.3 Le previsioni

Tab. – Previsioni di consumo di biometano in Italia al 2030: confronto tra scenari

Mmc	BOTTOM UP SCENARIO								TOP DOWN POLICY DRIVEN SCENARIO		
	Consumo di gas naturale nel settore di trasporti al 2030								Consumi di biometano in Italia al 2030 secondo l'obiettivo normativo	metano rinnovabile su totale metano	
	Consumi totali di metano		di cui biometano		metano rinnovabile su totale metano					MIN	MAX
SETTORI	MIN	MAX	MIN	MAX	min - min	max - max	min bio - max gas	min gas - max bio			
leggero su gomma	1580	1946	800	1100	0,51	0,57	0,41	0,70	na	na	na
trasporto pesante su gomma	1541	2241	200	300	0,13	0,13	0,09	0,19	na	na	na
settore marittimo	629	2246	100	130	0,16	0,06	0,04	0,21	-	-	-
TOTALE	3750	6433	1100	1530	0,29	0,24	0,17	0,41	1550	0,41	0,24

Fonte: elaborazioni proprie degli autori su fonti varie.

L'attuale normativa nazionale relativa all'obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti e al sistema di incentivazione dei biocarburanti avanzati porterebbe a una fornitura di biometano di 1.550 Mcm entro il 2030⁷⁸.

Questi dati sono stati confrontati con una stima dei consumi, elaborata seguendo un approccio *bottom up* a partire dall'evoluzione attesa della capacità produttiva e di micro-liquefazione, compresa tra 1.100 e 1.530 Mcm.

In particolare i consumi di biometano compreso della trazione leggera su gomma sarebbero compresi tra 800 e 1.100 Mmc, quelli di biometano liquido del settore del trasporto pesante tra 200 e 300 Mmc, mentre quelli, sempre di BML⁷⁹, del comparto marittimo potrebbero raggiungere i 130 Mmc.

Le stime elaborate nei due scenari sono sostanzialmente sovrapponibili ove considerando lo scenario *bottom up* di consumo massimo, a dimostrazione dell'importanza delle misure di incentivazione per lo sviluppo del mercato.

E' tuttavia necessario enfatizzare come tali stime siano state ottenute sulla base della proiezione futura dei valori assunti storicamente da alcune variabili esplicative e come, quindi, i consumi potrebbero raggiungere dei livelli anche significativamente superiori, specie a seguito della predisposizione di meccanismi di sostegno allo sviluppo del mercato più incisivi rispetto a quelli attuali.

Il riferimento va alle future misure attuative delle *policies* enunciate nel PNRR, ma anche a interventi volti all'aumento dell'accettabilità sociale e allo snellimento delle procedure burocratico-autorizzative lungo tutta la filiera produttiva.

Come evidenziato nella tabella riassuntiva, considerando la domanda prevista di gas naturale nei diversi mercati entro il 2030, i livelli di consumo di biometano descritti⁸⁰ porterebbero ad una penetrazione totale del gas rinnovabile su quello fossile tra il 17 e il 41% contro il target del 21,6% fissato dal PNIEC.

L'obiettivo RES-T⁸¹ sarebbe quindi ampiamente rispettato in tutti gli scenari considerati, specie tenendo conto della premialità *double counting* prevista dalle Direttive 2009/28/UE (RED I) e 2018/2011/UE (RED II) e dalla relativa normativa italiana per il biometano avanzato.

Considerando separatamente i singoli mercati è possibile notare come la percentuale di penetrazione del biometano sul totale del gas consumato sia variabile e vada dal 9 al 19% e dal 41 al 70% rispettivamente nei settori del trasporto pesante e di quello leggero.

Nel settore dei trasporti marittimi, dove il consumo dello stesso gas fossile è ancora prossimo allo zero e per cui le previsioni di consumo sono quindi caratterizzate da maggiore variabilità e incertezza, la percentuale sarebbe compresa tra il 4 e il 21%.

7.2.4 Il contributo del biometano alla decarbonizzazione del settore dei trasporti e le emissioni evitate

L'utilizzo del biometano, in luogo o in miscelazione con il metano fossile, consentirebbe di ridurre in maniera significativa gli impatti ambientali del trasporto su strada responsabile di oltre il 70% e

⁷⁸ Scenario *Top down*.

⁷⁹ Bio Metano Liquido.

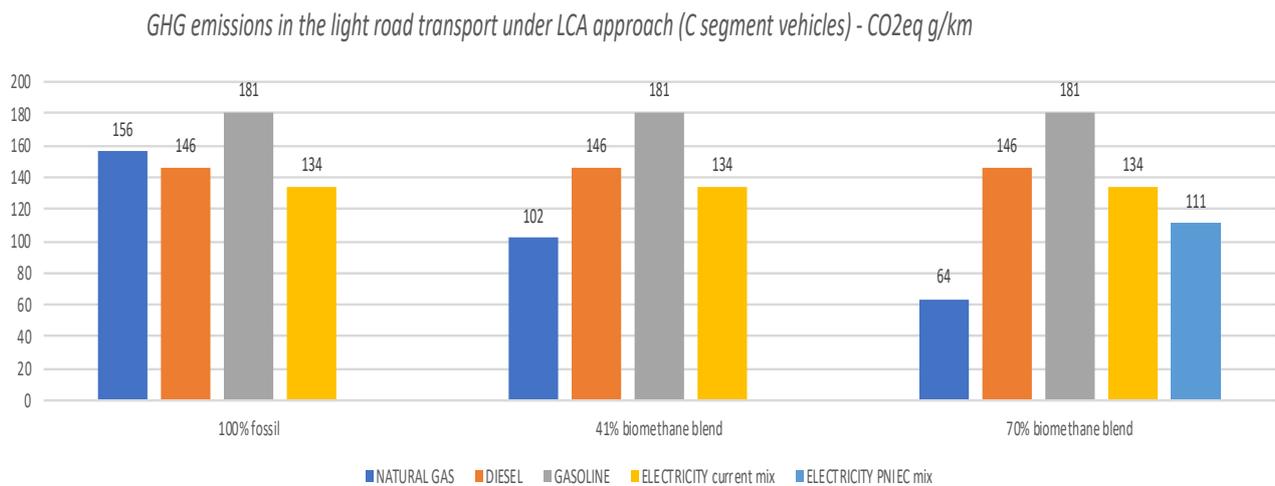
⁸⁰ Risultanti dalla combinazione dei vari scenari di consumo minimo e massimo elaborati sia per il metano nel complesso che in particolare per il biometano.

⁸¹ Quota di carburanti rinnovabili su totale carburanti consumati nel settore dei trasporti.

di oltre il 90% delle emissioni di gas climalteranti del settore dei trasporti⁸² in Europa e in Italia rispettivamente⁸³.

Gli impatti ambientali delle diverse tecnologie nel settore del trasporto leggero su strada sono stati calcolati con riferimento ai GHG e seguendo un approccio LCA (*Life Cycle Assessment*). L'impatto complessivo è stato ottenuto attraverso la valutazione separata delle due catene logistiche WTT (*Well-to-Tank*) e TTW (*Tank-to-Wheel*) a cui si sono aggiunti gli impatti relativi alla produzione e al *decommissioning* dei veicoli.

Fig. – Emissioni di gas climalteranti nel settore del trasporto leggero su gomma in grammi di CO₂eq/km⁸⁴



Fonte: GREEN, Università Bocconi, 2019.

Il valore in grammi per km è stato calcolato con riferimento al chilometraggio medio di vita dei veicoli ICEV⁸⁵ e BEV⁸⁶.

Il metano fossile mostra un impatto paragonabile a quello del *diesel*, inferiore a quello della benzina e superiore a quello del veicolo elettrico (a *mix* di generazione attuale).

Se il metano fosse rinnovabile per il 41%, le emissioni si ridurrebbero del 35% rendendo le auto a gas competitive dal punto di vista ambientale con le auto elettriche.

Se la quota di biometano salisse al 70%, le emissioni delle auto a gas si dimezzerebbero e avrebbero un impatto ambientale del 42% inferiore a quello delle auto elettriche anche in caso di evoluzione del *mix* di generazione in linea con gli obiettivi del PNIEC⁸⁷.

⁸² Settore che, come noto, contribuisce alle emissioni totali per il 30% e il 25% in Europa e in Italia rispettivamente.

⁸³ <https://www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/rapporti/trasporto-su-strada-inventario-nazionale-delle>

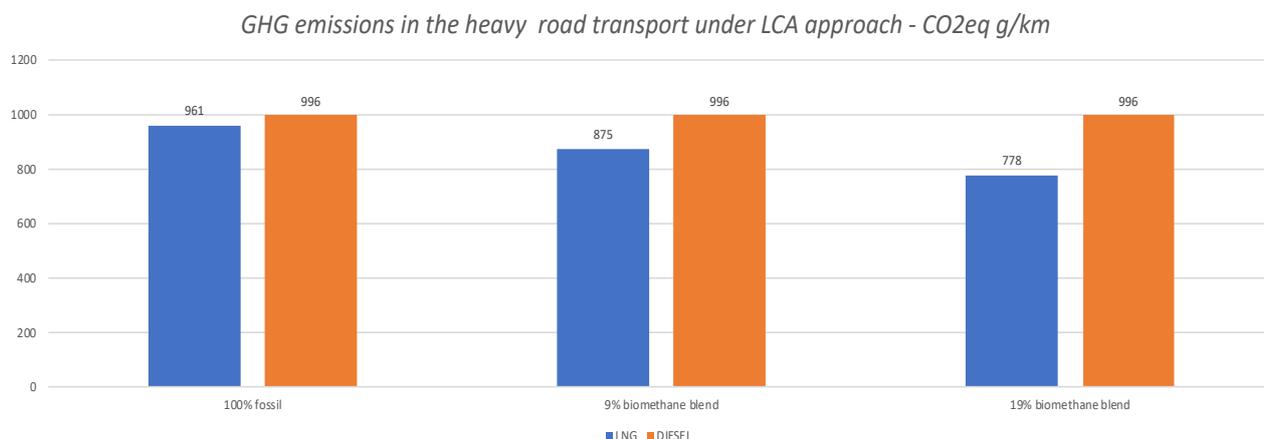
⁸⁴ Le fonti utilizzate sono diverse, nazionali e internazionali, e i valori presentati sono stati ottenuti normalizzando i dati e calcolando dei valori medi. Si veda *Le prospettive di mercato del gas naturale liquefatto e compresso nel settore dei trasporti in Italia*, GREEN Research Report Series, dicembre 2019.

⁸⁵ Internal Combustion Engine Vehicles.

⁸⁶ Battery Electric Vehicles.

⁸⁷ Penetrazione della fonte rinnovabile sul mix di generazione del 55,4%.

Fig. - Emissioni di gas climalteranti nel settore del trasporto pesante su gomma in grammi di CO₂eq/km



Fonte: GREEN, Università Bocconi, 2019.

La stessa situazione si verifica nel caso del trasporto pesante su strada dove le emissioni di un veicolo a gas misurato con l'approccio LCA, già inferiori a quelle di un trattore stradale *diesel*, diminuirebbero notevolmente se il gas fossile fosse utilizzato in miscela con il biometano. In questo caso la tecnologia elettrica non è stata presa in considerazione in quanto si ritiene che avrà un *time to market* successivo al 2030 quando il *mix* energetico del settore includerà probabilmente anche altri vettori (es. idrogeno).

Tab. – Emissioni di gas climalteranti evitate negli scenari di consumo di biometano al 2030

EMISSIONI EVITATE AL 2030				
<i>Mt</i>	solo metano fossile	penetrazione minima biometano	penetrazione massima biometano	Obiettivo europeo di riduzione delle emissioni nel settore dei trasporti al 2030
scenario consumi metano MIN	1,9	2,7	3,9	-11
scenario consumi metano MAX	3,7	5,4	7,8	

Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

Le emissioni evitate sono state calcolate sulla base dei differenti gradi di penetrazione del biometano sui consumi di energia del settore dei trasporti ipotizzati negli scenari previsivi elaborati. Tali quantità sono state poi confrontate con l'obiettivo di riduzione fissato a livello europeo⁸⁸, considerando le attuali emissioni del settore dei trasporti in Italia⁸⁹, e valutando il divario rispetto al *target*.

Come si evince dalla tabella, un maggiore utilizzo del gas naturale nel settore dei trasporti consentirebbe di abbattere un quantitativo di emissioni compreso tra 1,9 e 3,7 Mt entro il 2030. Se poi il metano fossile fosse utilizzato in miscela con il biometano, la quantità di emissioni evitate negli scenari di domanda presentati potrebbe arrivare fino a 7,8 Mt, contribuendo da sola al 71% dell'obiettivo complessivo.

⁸⁸ Pari a -33% rispetto alle emissioni del 2005 per i settori non ETS.

⁸⁹ Pari a 97 Mton nel 2019.

A tal proposito è bene sottolineare che per il biometano è stata considerata la *carbon neutrality* pur sapendo che, a seconda della biomassa considerata per la produzione di biogas, l'impatto ambientale potrebbe essere anche fortemente negativo con conseguente ulteriore riduzione delle emissioni.

8. CONCLUSIONI

L'impiego del biometano come carburante consentirebbe di aumentare l'utilizzo delle fonti rinnovabili e di ridurre drasticamente le emissioni di carbonio del settore dei trasporti e, in particolare, in quei segmenti di mercato, come il trasporto pesante su gomma e il trasporto marittimo, in cui non esistono ad oggi di fatto altre opzioni percorribili.

Il Decreto 2 marzo 2018⁹⁰ ha saputo congegnare un sistema di incentivazione che è stato di stimolo agli investimenti ed ha contribuito in maniera determinante allo sviluppo del mercato.

Ciò nonostante la produzione nazionale di biometano resta ancora lontana dall'obiettivo fissato dal legislatore, anche a causa della complessità e durata dell'*iter* autorizzativo e delle opposizioni locali, e non è prevista alcuna misura a sostegno all'utilizzo del gas rinnovabile nel settore dei trasporti marittimi.

Più di recente il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) mostra, attraverso lo stanziamento di fondi consistenti a supporto di incentivi e investimenti, e attraverso l'implementazione di strumenti di *policy* promettenti, di voler imprimere una definitiva accelerazione alla crescita dell'industria.

I margini di sviluppo sono infatti notevoli e stimabili in almeno 4,5 miliardi di metri cubi l'anno al 2030 sulla base della disponibilità prospettica dei diversi substrati di produzione.

Il meccanismo di incentivazione in essere, basato sul rilascio dei CIC e sulla possibilità di ritiro del biometano dal GSE, prevede diverse fattispecie di incentivazione dando luogo ad una certa variabilità dei ricavi ritraibili dalla produzione e immissione in consumo del biometano che, a fronte di costi di produzione estremamente variabili a seconda della dimensione degli impianti e della materia prima utilizzata per la produzione del biogas, influenza la sostenibilità economica della produzione.

Più in particolare il confronto tra questi ultimi e i ricavi ha evidenziato come solo la produzione di biometano da alcune materie prime, tipicamente quelle a costo negativo come i fanghi da depurazione e la FORSU, e/o da impianti di dimensioni medio-grandi possa avvenire con profitto, limitando nei fatti gli investimenti.

Assumendo uno sviluppo del mercato di tipo essenzialmente *policy driven* e considerando l'evoluzione dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti e biocarburanti avanzati, è possibile stimare un consumo pari a circa 1,5 Gmc al 2030.

Allo stesso livello di domanda si perviene elaborando uno scenario di *tipo technology driven*, basato sulla competitività economica ed ambientale del biometano, e sulla dinamica storica degli investimenti in capacità produttiva.

Ciò dimostra molto chiaramente il ruolo pivotale degli incentivi e, più in generale, delle politiche pubbliche di supporto al settore.

⁹⁰ *Promozione dell'uso del biometano nel settore dei trasporti.*

In tale contesto sarebbe dunque oltremodo opportuno, al fine di cogliere appieno l'opportunità unica che il biometano presenta sia dal punto di vista ambientale che di quello dell'economia circolare e della crescita economica locale:

- inserire il settore del trasporto marittimo fra quelli beneficiari degli incentivi;
- incentivare non solo la produzione ma anche il consumo di biometano, con misure di tipo *price* e *non price*, al fine di assicurare uno sviluppo della domanda in linea con quello dell'offerta;
- prevedere in particolare per la mobilità a gas naturale, laddove quest'ultimo sia di origine rinnovabile o utilizzato in miscelazione con biometano, le stesse agevolazioni previste per i veicoli elettrici.

L'implementazione delle misure attuative del PNRR rappresenta perciò uno "snodo" cruciale nel superamento dei vincoli che ostano attualmente allo sviluppo del mercato e nella determinazione della sua futura estensione che potrebbe essere di gran lunga superiore a quanto qui preventivato.

Ciò sarebbe altamente auspicabile in considerazione del radicale abbattimento delle emissioni climalteranti e locali, a cui anche una moderata sostituzione di carburanti fossili con biometano darebbe luogo, come evidenziato dall'analisi condotta.

BIBLIOGRAFIA

- Agri for Energy, Work Package 4: biogas and biomethane, 2015.
- Awe, O. W., Y. Zhao, A. Nzihou, D. P. Minh, e N. Lyczko, A Review of Biogas Utilisation, Purification and Upgrading Technologies. *Waste and Biomass Valorization*, 2017.
- Bailón Allegue, L. e J. Hinge, Biogas and Bio-Syngas Upgrading. *DTI Report* (December), 2012.
- Bauer, F., T. Persson, C. Hulteberg, e D. Tamm, Biogas Upgrading – Technology Overview, Comparison and Perspectives for the Future, *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 2013.
- Bioenergy Europe, *Statistical Report* 2020.
- Bordoni A., Romagnoli E., Foppa Pedretti E., Toscano G., Rossini G., E. Cozzolino, La Filiera Del Biogas. Aspetti salienti dello stato dell'arte e prospettive, 2010.
- Cavenati, S., C. A. Grande, e A. E. Rodrigues, Upgrade of Methane from Landfill Gas by Pressure Swing Adsorption. *Energy & Fuels*, 2005.
- Consorzio italiano biogas, Il Biogas Che Fa Bene Al Paese: il Biometano Fatto Bene: Una Filiera Ad Elevata Intensità di Lavoro Italiano, 2017.
- CE Delft, Availability and costs of liquefied bio- and synthetic methane, 2020.
- CEER, Future role of LNG in Europe, 2020.
- D'Apote, L., e D. Migliardi, Valorizzazione Energetica del Biogas, *ENAMA Progetto Biomasse*, 2016.
- Deng, L. e M. Britt Hägg, Techno-Economic Evaluation of Biogas Upgrading Process Using CO₂ Facilitated Transport Membrane. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2010.
- E4Tech, Advanced Biofuel Feedstocks – An Assessment of Suitability, 2013.
- Environment Agency, Biomethane from waste, 2018.
- European Environment Agency (EEA), Explaining road transport emissions, 2016.
- Fabbri, C. e S. Piccinini (2012). Bovini Da Latte E Biogas Linee Guida per La Costruzione E Gestione Di Impianti. *Vasa* 71.
- Frigerio Marco, Andrea Casalegno, e Alberto Rota, Biometano per Autotrazione, 2009.
- Grande, C. A., Biogas Upgrading by Pressure Swing Adsorption. *Biofuel's Engineering Process Technology*, 2010.
- Frontier Economics, The role of LNG in the energy sector transition Regulatory recommendations, 2020.
- GIE, BioLNG in transport: making climate neutrality a reality, 2021.
- GREEN, Università Bocconi, Le prospettive di sviluppo del gas natural liquid e compresso nel settore dei trasporti in Italia, Research Report Series, dicembre 2019.
- Green Gas Grid, UK Roadmap: Development of the Biomethane Sector, 2014.
- Green, W. e R. H. Perry, *Perry's Chemical Engineers' Handbook*. Mc-Graw Hill. Guarise, G. B, 2007.
- Hoening V. et al, Economic and Technological Analysis of Commercial LNG Production in the EU, in *Energies*, 2019.
- ICCT, Decarbonization of on-road freight transport and the role of LNG from a German perspective, 2020.
- IEA, Advanced biofuels potential for cost reduction, 2020.
- IEA, Outlook for biogas and biomethane, 2020.
- IFRI – Center for Energy, Biogas and biomethane in Europe: lessons from Denmark, Germany and Italy, 2019.
- IRENA, Biogas for road transport: technology biref, 2017.
- IRENA, Road Transport: the cost of renewable solution, 2013.
- Langshow L. et al, Environmental and economic analysis of liquefied natural gas (LNG) for heavy goods vehicles in the UK: A Well-to-Wheel and total cost of ownership evaluation, in *Energy Policy*, 2020.

Luo, G. e I. Angelidaki, Co-Digestion of Manure and Whey for in Situ Biogas Upgrading by the Addition of H₂: Process Performance and Microbial Insights. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 2013.

Mezzadri, M., E. Antonini e V. Francescato, Purificazione E Upgrading Del Biogas in Biometano, 2010. Piattaforma Tecnologica Nazionale Biometano, Documento Programmatico 2016.

Ragazzoni, A. e D. Banzato, *Biogas Piccoli Impianti*. Edizioni L'Informatore Agrario, 2014.

Reale F. et al, ENEA, Analisi e stima quantitativa della potenzialità di produzione energetica da biomassa digeribile a livello regionale, 2009.

Regione Piemonte, Studio di fattibilità della filiera del biometano da effluent zootecnici e/o da discarica per autotrasporto/immissione in rete, Novembre 2009.

Ricardo – AEA, Biomethane for transport from landfill and anaerobic digestion, 2015.

Ricardo-AEA, Waste and Gaseous Fuels in Transport. Report to DfT, 2014.

Safety4sea, 2021 outlook for LNG: a view from the bridge, 2021.

Santmaria G., ISPRA, Produzione di biometano da reflui attraverso reattori di digestione anaerobica per scopi energetici quali trasporto sostenibile e generazione distribuita di energia, 2010.

Scholz, M., T. Melin, e M. Wessling, Transforming Biogas into Biomethane Using Membrane Technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016.

Singhal, S., S. Agarwal, S. Arora, P. Sharma, e N. Singhal, Upgrading Techniques for Transformation of Biogas to Bio-CNG: A Review, *International Journal of Energy Research*, 2017.

Staffetta Quotidiana Petrolifera, numeri vari, 2020-2021.

Van der Mass T., Assessment and comparison of alternative marine fuels, 2020.

[direttiva \(UE\) 2018/2001](#)

[direttiva \(UE\) 2018/410](#)

<http://www.asproitaly.it>

https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/shipping_it

https://europa.eu/european-union/topics/transport_it

<https://www.eni.com>

<https://www.gse.it>

<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/average-costs-of-biogas-production-technologies-per-unit-of-energy-produced-excluding-feedstock-2018>

<https://www.igu.org>

<https://www.imo.org>

<https://www.isprambiente.gov.it/it>

www.agriforenergy.com

www.consorziobiogas.it

www.enea.it

www.euractive.com

www.europeanbiogas.eu

www.informatoreagrario.it

www.irena.org

www.levicases.unipd.it

