

Audizione Informale presso  
Commissioni V Bilancio e XIV Politiche UE riunite  
Senato della Repubblica  
17 marzo 2021

**FEDERMETANO<sup>®</sup>**  
IL METANO CI GUIDA

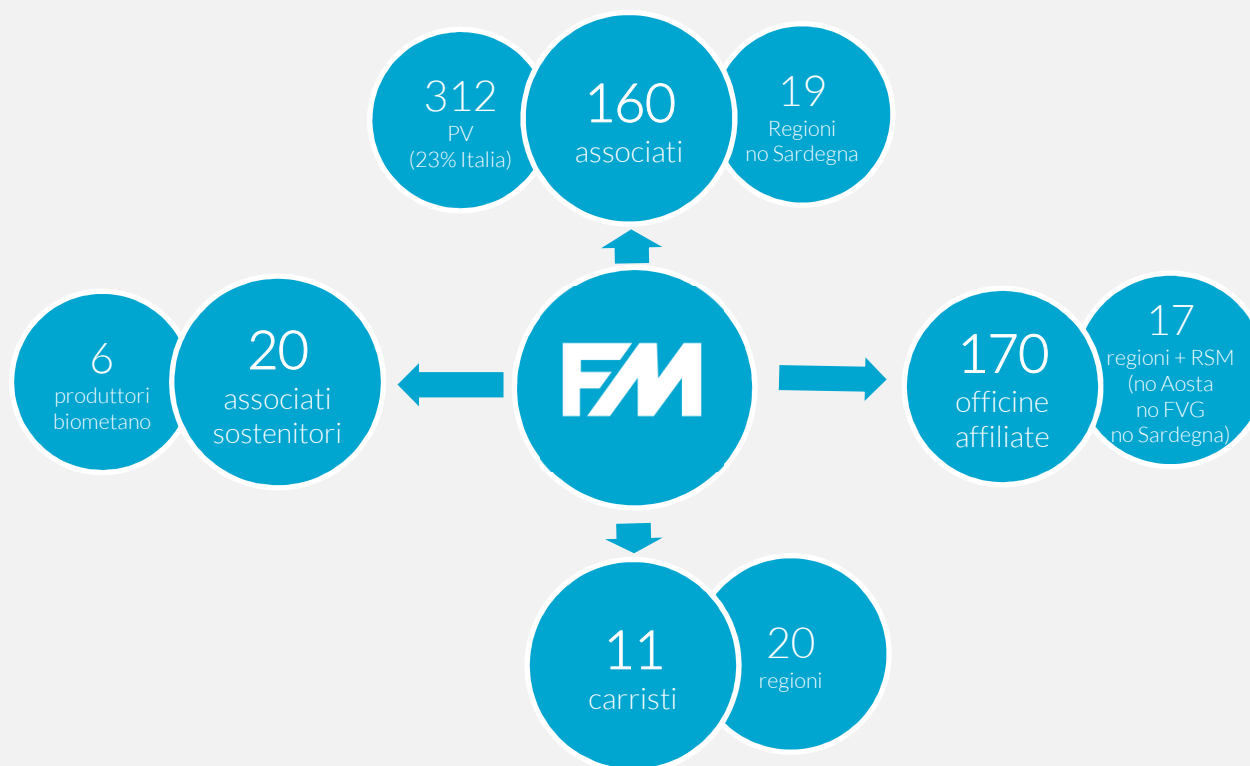
OSSERVAZIONI ALLA  
PROPOSTA DI PIANO NAZIONALE  
DI RIPRESA E RESILIENZA

## Chi è FEDERMETANO

- È la Federazione Nazionale Distributori e Trasportatori di metano ed esiste **da oltre 70 anni**
- **Rappresenta 1/4** della rete italiana degli impianti per la distribuzione del metano uso autotrazione
- Annualmente effettua rifornimenti a **più di 15 milioni di veicoli**
- **I soci sono:**
  - aziende proprietarie di impianti per la distribuzione del metano uso autotrazione
  - imprese che svolgono attività di fornitura e trasporto di metano mediante carri bombolai per usi autotrazione, civile, industriale e per le emergenze sui metanodotti
- **La rete di affiliazione comprende:**
  - officine specializzate nella trasformazione e manutenzione di mezzi alimentati a gas naturale
  - aziende operanti nel settore metano per autotrazione, LNG stradale e di produzione di biometano

**Rappresenta** la categoria presso le Istituzioni italiane (Comuni, Regioni, Agenzie, Enti e Ministeri) e gli enti di normazione nazionali (UNI, CUNA) e internazionali (CEN, ISO)

## Chi è FEDERMETANO



## Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)

Si sviluppa in **3 assi strategici**:

1. digitalizzazione e innovazione,
2. **transizione ecologica**
3. inclusione sociale

Si articola in **6 Missioni**, “aree tematiche” strutturali di intervento:

1. Digitalizzazione, innovazione, competitività e cultura
2. **Rivoluzione verde e transizione ecologica**
3. **Infrastrutture per una mobilità sostenibile**
4. Istruzione e ricerca
5. Inclusione e coesione
6. Salute

Le missioni raggruppano **16 Componenti** funzionali a realizzare gli obiettivi economico-sociali definiti nella strategia del Governo.

Le Componenti si articolano in **48 Linee di intervento** per progetti omogenei e coerenti.

## Il biometano nel PNIEC

**Biometano**, come **soluzione di primo piano per la decarbonizzazione** e per rendere il **sistema gas naturale più flessibile e resiliente**, una soluzione da incentivare per il raggiungimento degli obiettivi PNIEC (dicembre 2019) e da sviluppare anche nei settori diversi dal trasporto.

- **Sistema gas** → tra le misure per il raggiungimento degli obiettivi di resilienza, sicurezza e flessibilità è stabilito *“l’incremento della diversificazione delle fonti di approvvigionamento, attraverso l’ottimizzazione dell’uso delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo del mercato del GNL e l’incremento in rete di quote crescenti dei gas rinnovabili (biometano, metano sintetico e a tendere idrogeno)”*.
- Necessità di riconoscere un **maggiore peso del biometano nei trasporti**.
- *“Obiettivo dei biocarburanti avanzati sarà tragguardato, orientativamente, per il 75% attraverso biometano avanzato (0,8 Mtep) e per il 25% attraverso gli altri biocarburanti avanzati (0,26 Mtep), Per il biometano avanzato proveniente da scarti agricoli e FORSU si conferma il target di almeno 1,1 mld di m<sup>3</sup> al 2030;”*.



## Il ruolo del biometano nel PNRR

In un Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza improntato alla “transizione ecologica”, alla “rivoluzione verde” e alla “mobilità sostenibile”, e che si pone obiettivi quali “economia circolare”, “riduzione dei gas climalteranti” “incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili” e “rendere più sostenibile la mobilità”, il biometano trova la sua naturale collocazione.

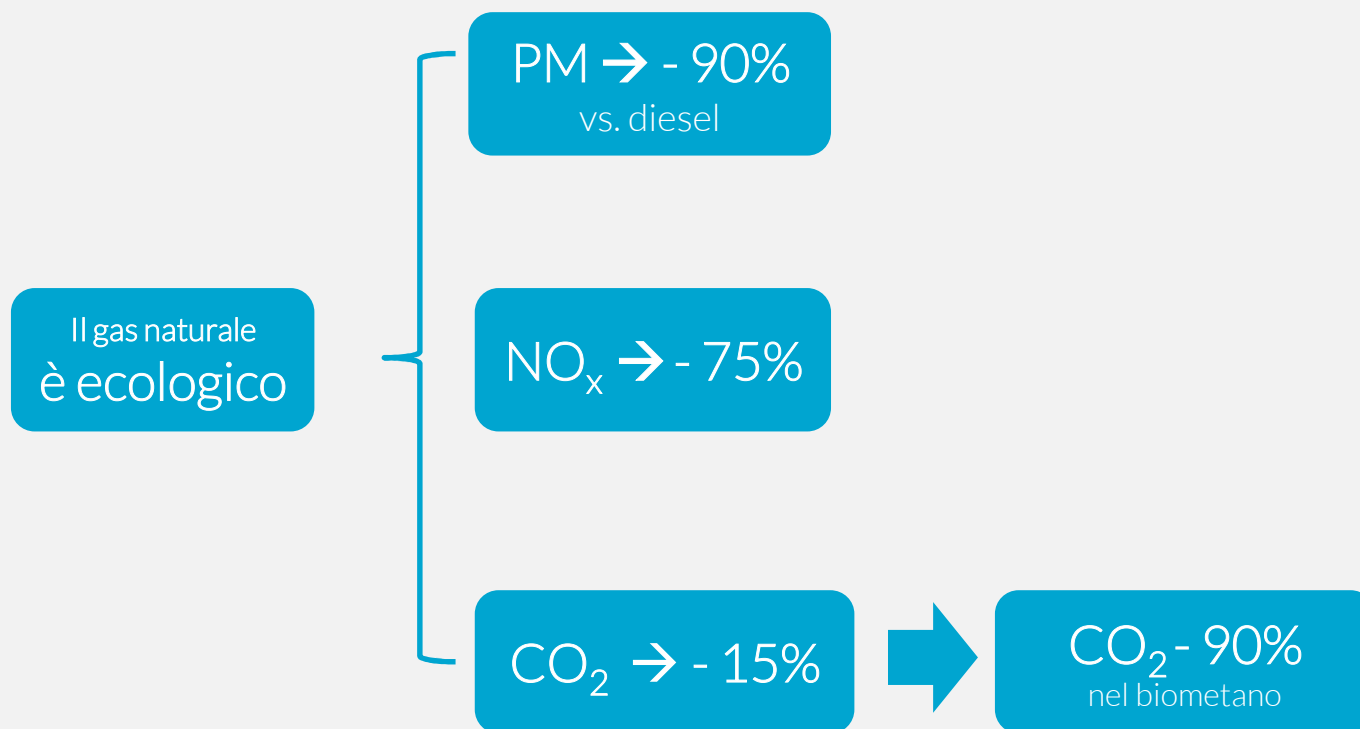
- Missione 2 – Rivoluzione verde e transizione ecologica
  - Componente 1 *Agricoltura sostenibile ed economia circolare* → biometano da filiera agricola utilizzabile come carburante per la logistica del comparto agroalimentare e come prodotto di valorizzazione della FORSU metropolitana per alimentare le flotte TPL.
  - Componente 2 *Energia rinnovabile, idrogeno e mobilità sostenibile* → biometano come fonte rinnovabile per la produzione di energia e come soluzione green nelle misure di rafforzamento industria trasporti e relative filiere nazionali.

## Il ruolo del biometano nel PNRR

In un Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza improntato alla “transizione ecologica”, alla “rivoluzione verde” e alla “mobilità sostenibile”, e che si pone obiettivi quali “economia circolare”, “riduzione dei gas climalteranti” “incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili” e “rendere più sostenibile la mobilità”, il **biometano trova la sua naturale collocazione.**

- Missione 3 – Infrastrutture per la mobilità sostenibile
  - Componente 2 *Intermodalità e logistica integrata* → *Progetto integrato porti d'Italia* → implementazione dell'LNG e del bioLNG nelle aree portuali per il rifornimento di mezzi pesanti su gomma e di imbarcazioni.

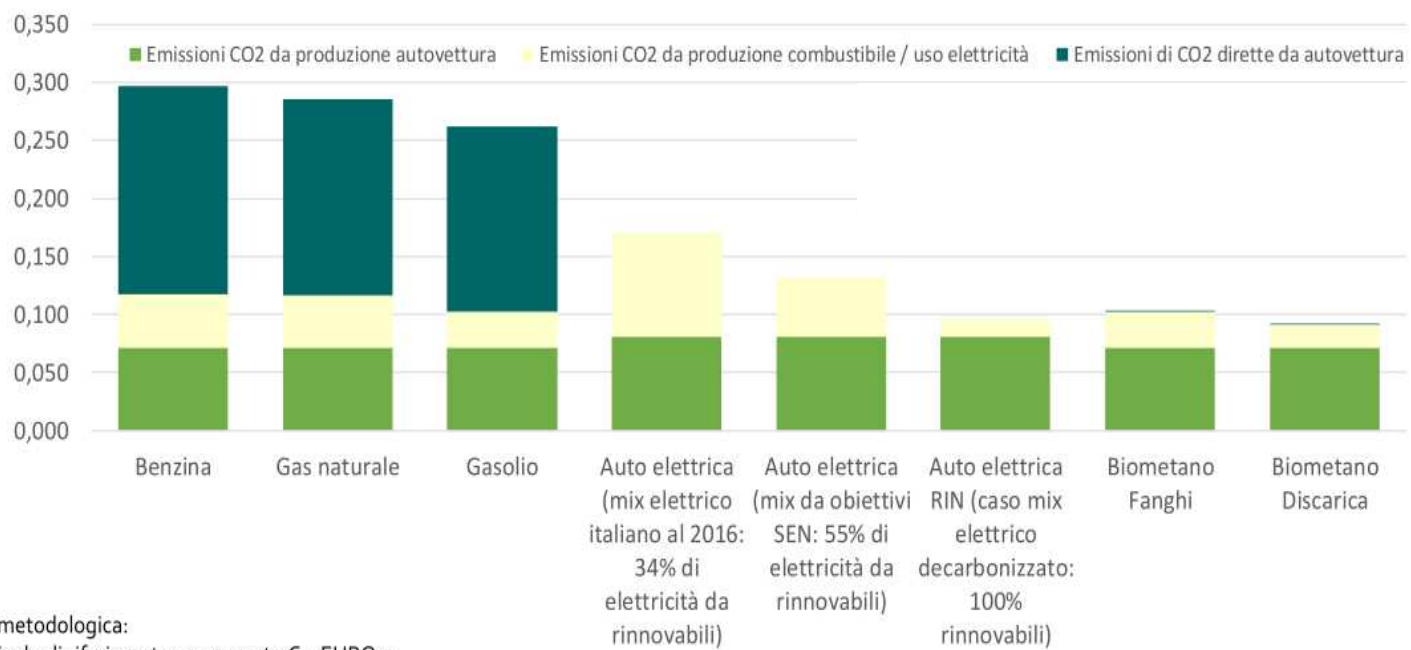
## Perché puntare sul biometano nel PNRR





## Life Cycle Assessment del biometano

kgCO<sub>2</sub>e di origine fossile emessa (diretta + indiretta) per km percorso



Nota metodologica:

- veicolo di riferimento – segmento C – EURO 5
- emissioni equivalenti di CO<sub>2</sub> fossile durante tutto il ciclo di vita

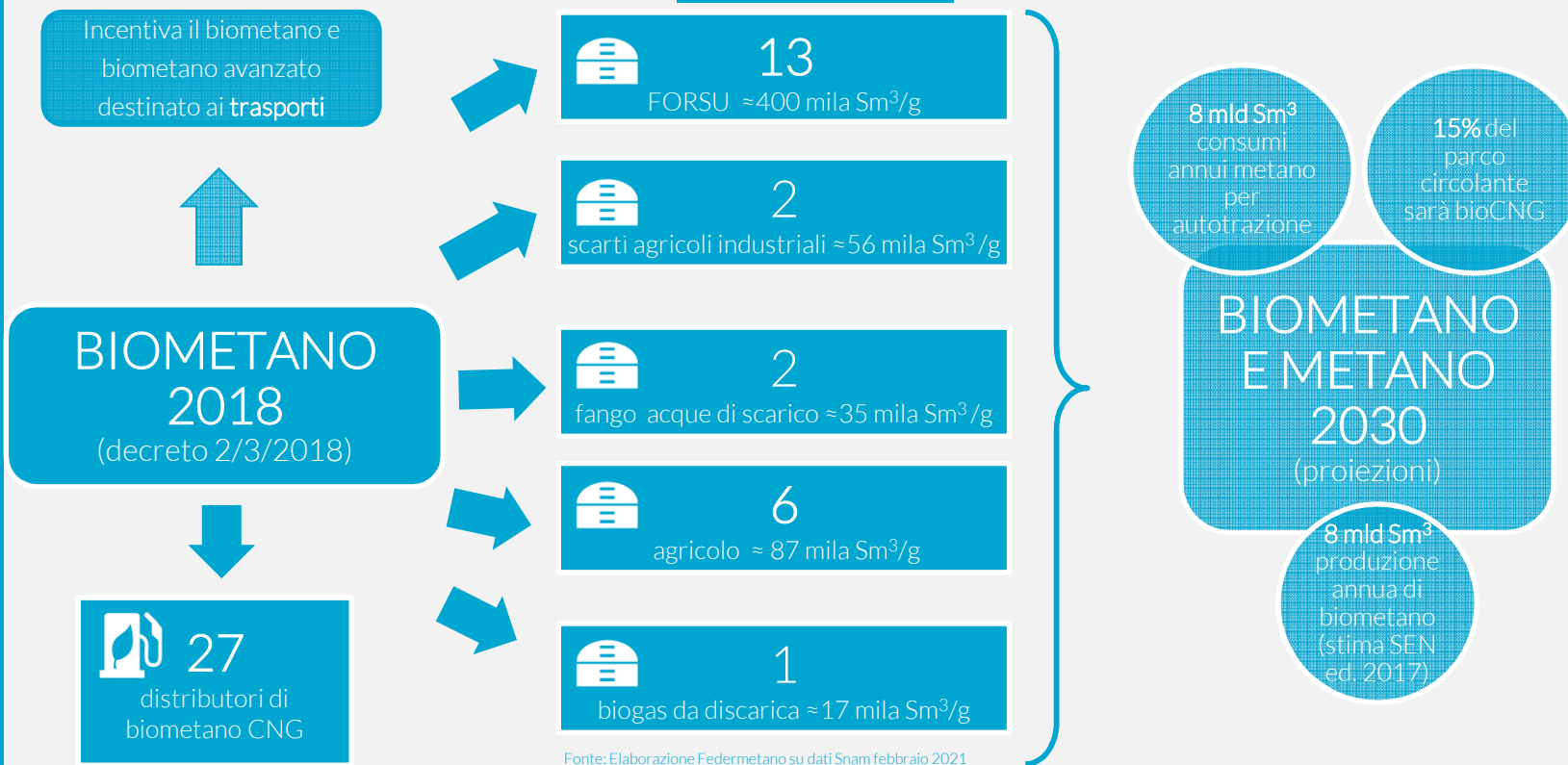


## Confronto emissioni CO<sub>2</sub>

Studio emissioni CO<sub>2</sub> "well-to-wheel" di ADAC (Automobile Club tedesco) su motori a diverse alimentazioni  
*Volkswagen Golf* in condizioni reali "su strada"

Modello	Emissioni CO <sub>2</sub> "well - to - wheel" [g/km]
Golf TGI (metano)	98
E-Golf (elettrica)	101
Golf 1.6 TDI (gasolio)	120
Golf GTE (ibrida)	131
Golf 1.2 TSI (benzina)	148
Riduzione GN/elettrico	3%
Riduzione GN/gasolio	18%
Riduzione GN/ibrido	25%
Riduzione GN/benzina	34%

## Produzione di biometano in Italia nel 2021



Fonte: Elaborazione Federmetano su dati Snam febbraio 2021

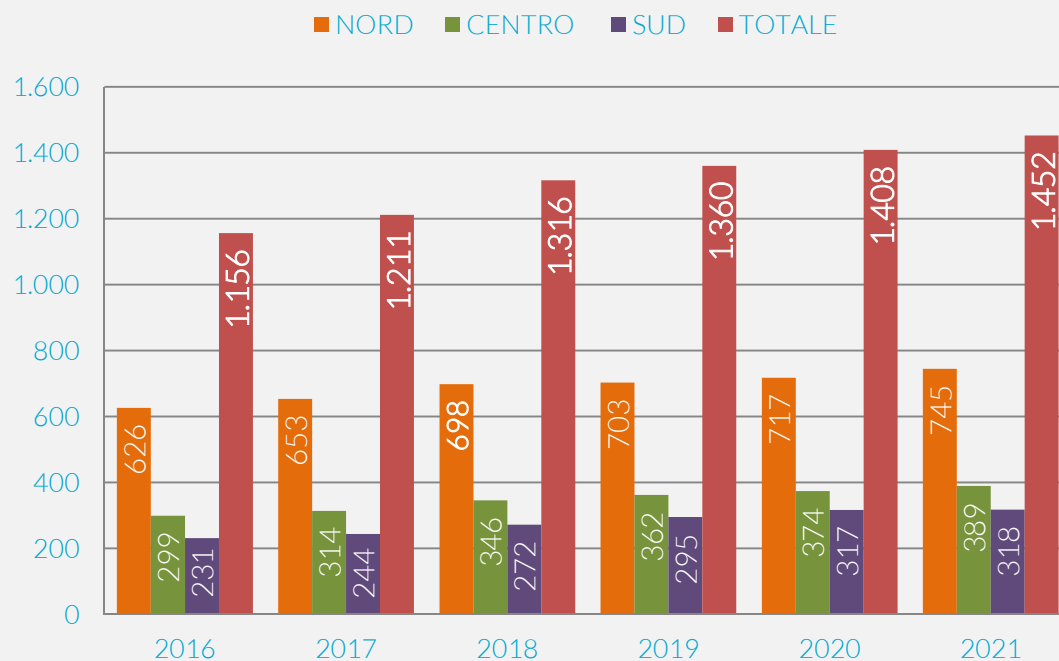
## Perché puntare sul biometano nel PNRR

### Impianti di BioLNG in Italia

- **Pieve Fissiraga (LO)**
  - produzione di bioLNG da sottoprodotti agricoli - 3,5 t/giorno
  - commercializzazione del prodotto presso PV di LNG a Rimini
  - data inizio produzione fine ottobre 2020 e 1° carico bioLNG PV di Rimini 5 novembre 2020
  
- **Candiolo (TO)**
  - produzione di bioLNG da scarti di allevamento e residui agricoli - 6 t/giorno
  - Esclusivo utilizzo di LNG da parte di una flotta di logistica locale
  - data di avvio produzione 20 novembre 2020 e 1° carico bioLNG per PV di Gera Lario (CO) il 17 dicembre 2020
  
- **Novi Ligure (AL)**
  - produzione di bioLNG da rifiuti della discarica di Novi Ligure (AL) - 1 t/giorno
  - commercializzazione del prodotto presso PV LNG per autotrazione a Novi Ligure
  - l'impianto è in fase di avviamento ed è in attesa di autorizzazioni alla produzione stabile

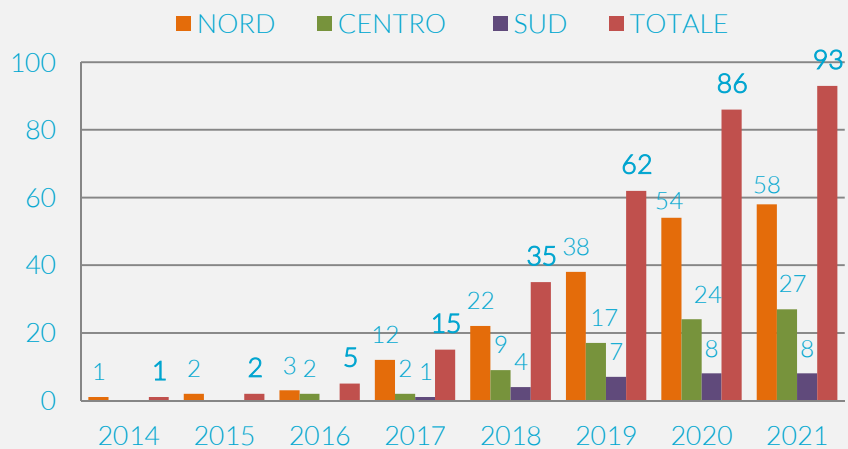
## Perché puntare sul biometano nel PNRR

- È FRUIBILE
  - Oltre 1.400 distributori
  - di cui 51 in autostrada
  - e 93 distributori di LNG



17 marzo 2021

## Perché puntare sul biometano nel PNRR - Rete LNG



- Aprile 2014 - apertura 1° stazione LNG a Piacenza
- Dicembre 2017 - 1° stazione nel sud Italia - Mesagne (BR)
- Giugno 2018 - 1° stazione in autostrada a Baronissi (SA)
- Stato attuale:
  - 93 distributori in attività aperti al pubblico (azzurro),
  - di cui 6 bioLNG (verde chiaro) e 3 in autostrada (verde)
  - 36 distributori in progetto (marrone)



Fonte: [www.federmetano.it](http://www.federmetano.it) - aggiornamento marzo 2021

Grazie per l'attenzione

Iscrivetevi alla ns. newsletter

Connect with us   

#ilmetanociguada

#versounmondigiore

Via L. Bizzarri, 9 - Calderara di Reno (BO)  
Tel. 051.400357 - Fax 051.401317

**FEDERMETANO**<sup>®</sup>  
IL METANO CI GUIDA

## Sostenibilità biometano e biocarburanti

### Le nuove versioni della UNI/TS 11429 e UNI/TS 11567

**Antonio Panvini** - Direttore Generale CTI

Il CTI ha iniziato a lavorare alla sostenibilità dei biocarburanti da tempo. Risale agli ultimi anni del precedente millennio l'attività in materia svolta dal Comitato in un consorzio finanziato dalla Commissione Europea e finalizzato ad approfondire le emissioni di gas serra e i principali impatti associabili alle filiere di biocarburanti note all'epoca: paglia, colture vegetali dedicate, legna, biodiesel, etanolo e biogas. Si indagarono, utilizzando la metodologia dell'LCA (Life Cycle Assessment), le conseguenze ambientali in termini di utilizzo di risorse fossili, di acidificazione ed eutrofizzazione, di produzione di gas serra e ossidi di azoto, di tossicità umana ed eco-tossicità. Dieci anni dopo, con la pubblicazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione delle fonti rinnovabili (RED) e prima dei successivi decreti nazionali in materia, si lavorò assieme ad alcuni soci CTI ad una prima proposta di norma tecnica italiana per la certificazione volontaria del biodiesel prodotto in maniera sostenibile. Tale lavoro, portato all'attenzione del legislatore che nel frattempo aveva emanato il Decreto Legislativo 28/2011 di recepimento della citata Direttiva RED, sfociò nella pubblicazione di due nuove specifiche tecniche tra la fine del 2011 e l'inizio del 2012:

- UNI/TS 11429 Qualificazione degli operatori economici della filiera di produzione di biocarburanti e bioliquidi;
- UNI/TS 11441 Gestione del bilancio di massa nella filiera di produzione di biocarburanti e bioliquidi.

Quest'ultima venne revisionata nel 2016 per aggiungere una serie di esempi di bilanci di massa applicabili al mercato dei biocarburanti e bioliquidi che nel frattempo aveva iniziato a qualificarsi in seguito all'emanazione del Decreto Ministeriale 23 gennaio 2012 "Sistema nazionale di certificazione per biocarburanti e bioliquidi". Decreto che richiamava espressamente le due citate specifiche come elemento base dello schema di certificazione assieme al rapporto



tecnico RT-31 di Accredia "Prescrizioni per l'accreditamento degli Organismi che rilasciano certificati di conformità a fronte del Sistema Nazionale di Certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi".

Nel 2014 venne pubblicata la prima versione della UNI/TS 11567 "Linee guida per la qualificazione degli operatori economici (organizzazioni) della filiera di produzione del biometano ai fini della tracciabilità e del bilancio di massa" prodotta in seguito alla Decreto Ministeriale del 5 dicembre 2013 "Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale" che all'art. 4 "Biometano utilizzato nei trasporti previa immissione nella rete del gas naturale" riportava "... ai fini della verifica della sostenibilità del biometano immesso nei trasporti ai sensi del presente articolo, nonché ai fini del riconoscimento della maggiorazione riconosciuta sulla base del comma 3, si applica il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 23 gennaio 2012 secondo linee guida specifiche per il biometano definite dal Comitato Termotecnico Italiano."

Nel frattempo, il CIG - Comitato Italiano Gas, proprio a supporto del Decreto Biometano, iniziò a lavorare alle specifiche di prodotto necessarie per consentire l'immissione in rete del biometano, tra le quali si evidenziano la UNI EN 16723-1 del 2016 "Gas naturale e biometano per l'utilizzo nei trasporti e per l'immissione nelle reti di gas naturale - Parte 1: Specifiche per il biometano da immettere nelle reti di gas naturale" e la più recente UNI/TS 11537 "Immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale".

Arriviamo al 2019/20 e il quadro diventa pressoché completo grazie alla pubblicazione del Decreto Ministeriale 14 novembre 2019 "Istituzione del Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi" che sostituisce il precedente del 2012, all'aggiornamento del citato RT-31 di Accredia e alle nuove versioni ampiamente rivisitate delle UNI/TS 11429 (che include la 11441) e 11567 la cui pubblicazione è attesa per ottobre.

Purtroppo però, terminato il lavoro su un castello così articolato e complesso, incombe ancora la Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione delle fonti rinnovabili (conosciuta come RED II) che cambia in modo significativo, in meglio per alcune filiere e in peggio per altre, i requisiti di sostenibilità. Con la pubblicazione del decreto di recepimento, atteso per il primo semestre 2021, sarà quindi necessario mettere mano ai vari documenti citati, ognuno per la parte di competenza. Il CTI ovviamente farà la sua parte.

Con queste premesse, evidenziando nuovamente come il tema della sostenibilità sia caro al CTI che ne ha travasato il concetto anche nella ragione sociale "Energia e Ambiente", si ritiene utile presen-



tare qualche ulteriore dettaglio sul lavoro svolto dai singoli attori e il punto di vista dei principali soggetti interessati dalla tematica, a partire dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, passando da ACCREDIA e arrivando ad alcune delle principali associazioni di riferimento (Assitol e Utilitalia).

## EVOLUZIONE DELLA NORMATIVA SULLA CERTIFICAZIONE DEI BIOCARBURANTI E DEI BIOLQUIDI

**Livia Carratù** - Unità Assistenza Tecnica Sogesid S.p.A. presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

Recentemente è stato modificato il sistema nazionale di certificazione dei biocarburanti e dei bioliquidi (di seguito SNC), introdotto in Italia nel 2012, tramite il DM 23 gennaio 2012, come strumento finalizzato a dimostrare la sostenibilità degli stessi.

L'emanazione del DM 14 novembre 2019 nasce da un'esigenza multipla: in primis, quella di assicurare una maggiore trasparenza del sistema, resa indispensabile alla luce dell'esperienza pluriennale; in secondo luogo, quella di apportare alcune integrazioni puntuali introdotte dalla direttiva ILUC, e, infine, quella di disciplinare in modo specifico il comparto del biometano, che presenta delle peculiarità rispetto agli altri biocarburanti.

La prima esigenza nasce in quanto il controllo sul rispetto dei requisiti di sostenibilità si è dimostrato difficile da attuare, essendo le filiere molto lunghe e quasi sempre provenienti da paesi al di fuori del territorio dell'Unione Europea. I casi di "dubbia" sostenibilità hanno riguardato principalmente i biocarburanti che accedono a meccanismi premiali. Per tale ragione si è deciso di rafforzare la lotta contro i comportamenti fraudolenti, tramite un sistema incrociato di controlli, schematizzabile come segue, a beneficio degli operatori che si comportano correttamente, prevedendo che almeno i biocarburanti che accedono ai regimi premiali debbano essere certificati secondo il SNC.

Il sistema prevede, quindi, tre livelli di controllo a campione. Il primo è svolto dall'Organismo di certificazione, che accerta la conformità dell'operatore economico (OE), tramite una verifica iniziale, al cui esito positivo segue il rilascio della dichiarazione di azienda, che autorizza l'operatore economico a operare, e verifiche periodiche retroattive. Gli Organismi di certificazione sono a loro volta accreditati e controllati da Accredia (o da altro ente di accreditamento firmatario di accordi di mutuo riconoscimento EA/IAF MLA). Infine, il Comitato consultivo biocarburanti controlla la certificazione di alcune partite di biocarburanti (analogamente il GSE nel caso di bioliquidi), sia in termini di completezza che di rintracciabilità, verificando il corretto operato sia dell'operatore economico che dell'organismo di certificazione, informando Accredia in caso di inadempienze da parte di quest'ultimo.

Molte sono le novità introdotte per tutelare/agevolare i soggetti che operano in modo corretto: tra le principali, la prima riguarda la pubblicazione di elenchi di tutti i soggetti operanti all'interno del SNC; in particolare, sia quello degli Organismi di certificazione ac-

creditati che quello degli operatori economici, a cui sono associate importanti informazioni come le eventuali sospensioni o revoche del certificato di azienda da parte dell'organismo di certificazione. Al fine di agevolare gli operatori al momento della compilazione, è stato inoltre predisposto un modello per la dichiarazione di sostenibilità relativa alle varie fasi della filiera, nonché un modello per il certificato di sostenibilità, contenenti l'intero elenco delle informazioni da inserire. Si è scelto, inoltre, di dare visibilità anche ad altre informazioni di sostenibilità, non vincolanti ma comunque importanti, relative agli aspetti sociali (es. la ratifica di convenzioni sulla tutela dei lavoratori da parte del paese dove ha origine la materia prima) e a possibili azioni volte alla tutela ambientale. La presenza di queste informazioni era già prevista nel precedente SNC, ma esse rimanevano disponibili presso il primo operatore, mentre, nella versione attuale, si è scelto di farle viaggiare con la partita, in modo da "etichettarla" ulteriormente in modo virtuoso. Infine, si è estesa la possibilità di effettuare certificazioni di gruppo ad altre categorie oltre quella delle aziende agricole e, per il settore del biometano, sono state declinate alcune disposizioni generali calandole nella realtà specifica del comparto.

In generale, va ricordato che, attualmente, la certificazione è stata individuata dalla Commissione Europea come lo strumento più efficace per assicurare la tracciabilità dei biocarburanti e bioliquidi; la direttiva RED II, tra l'altro, ha previsto l'estensione del requisito di sostenibilità anche alle biomasse solide e gassose (con alcune esenzioni) e l'istituzione di un registro di tracciabilità a livello europeo, attualmente in fase di definizione, che potrebbe costituire un valido strumento per garantire la trasparenza del sistema.

Tuttavia, è in corso una complessa rivalutazione di tutta la normativa a livello di Unione Europea, che ha preso consapevolezza che per arrivare alla decarbonizzazione occorra discriminare, tra le varie tecnologie innovative e tra le varie soluzioni "di campo", solo quelle particolarmente virtuose, per cui qualsiasi strategia definita nel settore energetico, compresa quella relativa ai biocarburanti e bioliquidi, deve essere necessariamente intesa come strumento dinamico, da aggiornare periodicamente in base alle evoluzioni tecnologiche del settore e dagli orientamenti e scelte che si andranno delineando a livello europeo e internazionale. Il prossimo decennio sarà, dunque, caratterizzato da importanti decisioni e continui sforzi da parte di tutti per arrivare a traguardare gli auspicati obiettivi ambientali, in primis quelli previsti dal Piano nazionale integrato per l'Energia e il Clima.

## SOSTENIBILITÀ DEI BIOCARBURANTI, SISTEMA NAZIONALE DI CERTIFICAZIONE E ACCREDITAMENTO

**Mariagrazia Lanzanova** - Vice Direttore Area Volontaria Dipartimento Certificazione e Ispezione ACCREDIA - L'Ente Italiano di Accreditamento

L'orientamento alla sostenibilità per la conservazione e la salvaguardia dell'ambiente in tutte le sue forme è diventato un obiettivo

imprescindibile per tutti: Istituzioni, Imprese e cittadini.

Se pensiamo all'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile, il focus della strategia europea è incentrato su tre importanti obiettivi che riguardano una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra, una quota del 32% di energia rinnovabile e un miglioramento con soglia minima del 32,5% dell'efficienza energetica.

Un'alternativa rinnovabile ai combustibili fossili è certamente legata all'uso di biocarburanti e bioliquidi derivanti da biomassa.

Già le direttive comunitarie n. 28 e 30 del 2009 hanno introdotto il rispetto di determinati criteri di sostenibilità come condizione necessaria per usufruire di incentivi e concorrere al raggiungimento degli obiettivi nazionali stabiliti dalle normative di settore, alimentando l'esigenza di una certificazione della sostenibilità di tutti gli operatori economici della filiera, dalla coltivazione o produzione del residuo alla trasformazione in prodotti intermedi, fino alla produzione in biocarburanti – incluso il biometano – o bioliquidi.

Il Sistema Nazionale di Certificazione (SNC), a garanzia del rispetto della sostenibilità, è stato definito dal Decreto Interministeriale del 23 gennaio 2012, abrogato dal Decreto Interministeriale del 14 novembre 2019 che ha ripreso e approfondito i requisiti della direttiva n. 28 del 2009 predisponendo uno schema di valutazione della conformità per tutta la catena dei biocarburanti e bioliquidi.

I principi su cui si fonda lo schema nazionale sono la sostenibilità dei terreni, la tracciabilità delle materie prime, il bilancio di massa, il calcolo delle emissioni di gas serra e le informazioni sociali ed ambientali che devono fornire gli operatori della filiera.

I soggetti coinvolti nello schema Nazionale sono gli Organismi di Accreditamento, gli Organismi di Certificazione, gli Operatori Economici (Produttori di materie prime -fase agricola, sottoprodotti, rifiuti, Trasformatori, Produttori di bioliquidi e biocarburanti e chi commercia), in possesso di un certificato di conformità, il Gestore dei servizi energetici (GSE), che effettua il controllo sul rispetto dei criteri di sostenibilità per i bioliquidi e il Comitato Tecnico (costituito da funzionari dei Ministeri MATTM, MISE, MIPAAF e del GSE), che effettua il controllo sul rispetto dei criteri di sostenibilità per i biocarburanti.

Il Decreto interministeriale (Ministeri MATTM, MISE, MIPAAF) del 14 novembre 2019 "Istituzione del Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi", in vigore dal 29 novembre, ha introdotto delle importanti novità operative che puntano, a una "maggiore gestibilità del meccanismo e trasparenza del sistema", disponendo la pubblicazione dei registri degli operatori e la modellistica predefinita per la certificazione di sostenibilità e prevedendo disposizioni ex novo, tra le quali l'introduzione dei biocarburanti "avanzati" e prescrizioni specifiche per il settore del biometano utilizzato nei trasporti.

ACCREDIA, in qualità di Ente Italiano di Accreditamento ai sensi del Reg. CE 765/08, ha partecipato alla stesura dei Decreti Interministeriali e in particolare allo schema di valutazione della conformità elaborato nell'ambito di un Gruppo di Lavoro insieme a rappresentanti del Ministero Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, al Comitato Termotecnico Italiano e alle Associazioni

degli Organismi di Certificazione. Questa collaborazione ha dato vita a un Regolamento Tecnico (RT-31) che contiene prescrizioni per gli Organismi di Certificazione che, in accordo allo schema nazionale di cui al Decreto Interministeriale, alle norme UNI di riferimento per la filiera di produzione di biocarburanti e bioliquidi e alle Direttive applicabili, intendono gestire sotto accreditamento sistemi di certificazione di prodotto finalizzati alla produzione di biocarburanti e bioliquidi

Secondo quanto stabilito dal Decreto del 2019, ACCREDIA è tenuta a comunicare l'elenco degli Organismi di Certificazione accreditati al Ministero dell'Ambiente, e accerta, d'ufficio o su segnalazione, eventuali inadempimenti o anomalie nell'applicazione dello schema di certificazione, imputabili agli Organismi stessi.

Gli Organismi di Certificazione, che rilasciano certificati di conformità dell'azienda a fronte del "Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi" devono essere in possesso di accreditamento a fronte della norma UNI CEI EN ISO/IEC 17065 effettuando le verifiche presso gli operatori economici che aderiscono al Sistema Nazionale di Certificazione, per accertare la completezza dei contenuti riportati nelle dichiarazioni di sostenibilità, nel certificato di sostenibilità e in tutte le dichiarazioni a essi riferibili, e controllando che le informazioni sociali e ambientali fornite nelle dichiarazioni di sostenibilità siano adeguate.

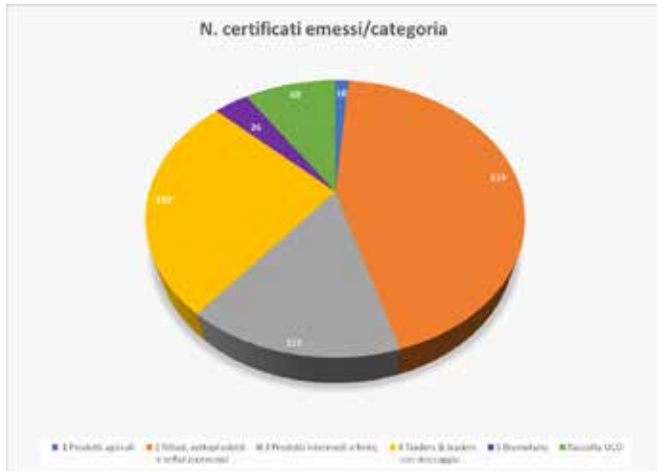
Le attività svolte dagli Organismi per certificare gli operatori sono organizzate in una Verifica iniziale prima del rilascio del certificato di conformità, una Prima verifica di sorveglianza entro 90 giorni dal rilascio della prima dichiarazione di sostenibilità o certificato di sostenibilità, e in ogni caso entro 6 mesi, delle Verifiche di sorveglianza annuali, a decorrere dal giorno di rilascio del certificato di conformità dell'azienda e una Verifica di rinnovo, entro 6 mesi dalla data di scadenza del certificato di conformità, la cui validità è di 5 anni.

Gli Organismi di certificazione sono tenuti a trasmettere al GSE (Gestore dei Servizi Energetici) il registro degli operatori economici certificati con l'elenco delle verifiche effettuate.

Il Regolamento Tecnico ACCREDIA RT-31 "Prescrizioni per l'accreditamento degli Organismi che rilasciano certificati di conformità a fronte del Sistema Nazionale di Certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi" ha subito tre revisioni dalla prima stesura del 2012; l'ultima in particolare ha recepito i requisiti del Decreto Interministeriale 14 novembre 2019, prevedendo la definizione della percentuale minima di prodotto che l'Organismo di certificazione deve campionare sulla base della determinazione del rischio calcolato per macro tipologia di prodotti (prodotti della fase agricola; rifiuti, sottoprodotti e reflui zootecnici; prodotti intermedi e finiti, biometano e attività di stoccaggio e commercializzazione).

Ad oggi i soggetti accreditati per il rilascio di certificati di conformità a fronte del Sistema Nazionale della certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi sono 5 (Bureau Veritas, CSQA, ICIM, RINA, SGS).

Le disposizioni introdotte dal Decreto 14 novembre 2019 sono obbligatorie per gli Organismi di Certificazione a partire dal 29



novembre 2019, mentre per gli operatori economici è stato previsto un transitorio di un anno (sino al 29 novembre 2020).

Durante l'emergenza Covid-19 che ha avuto un forte impatto sul sistema socioeconomico, per confermare la validità e il mantenimento delle certificazioni per lo schema nazionale, sia ACCREDIA che gli Organismi di Certificazione hanno adottato laddove possibile delle verifiche a distanza (da remoto).

La fotografia dei certificati mostra un'alta concentrazione di certificati nella categoria dei rifiuti (Figura 1), sottoprodotti e reflui zootecnici e un numero elevato di operatori nella categoria dei prodotti intermedi e finiti (Figura 2). Nel settore agricolo sono presenti molti operatori a fronte di pochi certificati, in quanto per ottimizzare il costo della certificazione il settore agricolo si è strutturato in gruppi dove il certificato è rilasciato ad un capofiliera e la verifica è effettuata a campione sulle aziende agricole aderenti al gruppo.

Una criticità dell'attuale sistema nazionale di certificazione è certamente legata al fatto che non affronta la questione del cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni, in quanto non previsto dalla direttiva 2009/28/CE.

Per ovviare a questa potenziale criticità l'UE ha definito con un Regolamento (2019/807) le materie prime a elevato rischio di cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni e con la direttiva (UE) 2018/2001 ha introdotto una quota massima di bioliquidi da biomassa a elevato rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni utilizzabile dagli stati per il raggiungimento dei propri obiettivi: questa quota diminuirà gradualmente dal 31 dicembre 2023 fino a raggiungere lo 0% il 31 dicembre 2030.

L'Italia dovrà recepire questa direttiva entro il 30 giugno 2021, rivedendo i meccanismi incentivanti per la produzione di energie rinnovabili.

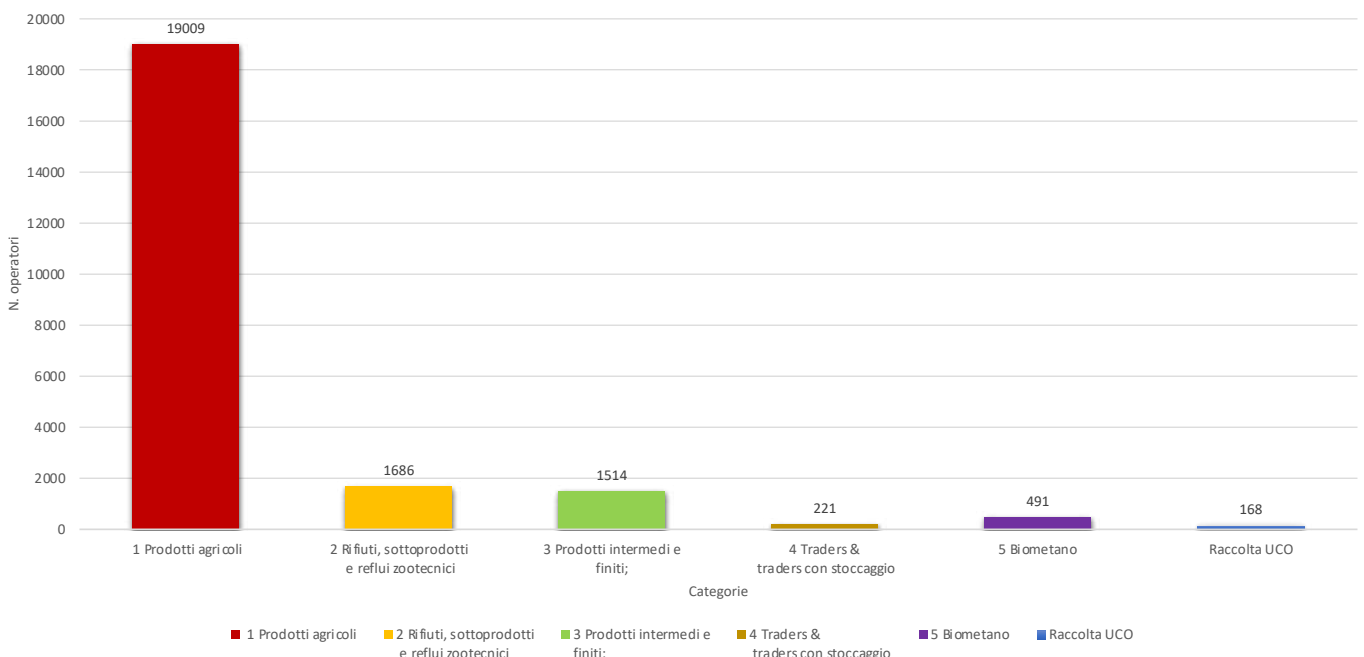
## LA UNI/TS 11429 FA IL TAGLIANDO: PROVE DI COORDINAMENTO CON IL NUOVO DECRETO SOSTENIBILITÀ

**Andrea Carrassi** - Coordinatore della CT 285 "Bioliquidi per uso energetico" - Assitol

La UNI/TS 11429:2011 dal titolo "Qualificazione degli operatori economici della filiera di produzione di biocarburanti e bioliquidi", pubblicata nella cornice normativa del Decreto 23 gennaio 2012, cambia pelle.

Dopo quasi un decennio dalla prima pubblicazione, la norma è alle prese con l'adeguamento al Decreto 14 novembre 2019 che

N. totale operatori/categoria



istituisce il nuovo sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi e che esplicherà pienamente i suoi effetti a partire dalla fine del mese di novembre del 2020. Il nuovo Decreto "Sostenibilità" (così chiamato per brevità dagli operatori economici), con non pochi dubbi di portata applicativa, richiama specificatamente la norma UNI sia come parte integrante del nuovo schema di certificazione (art. 4), sia come faro di orientamento degli operatori economici per la gestione della documentazione oggetto di controllo da parte dell'organismo di certificazione (art. 6).

La natura funzionale della norma risiede in ciò che la medesima rappresenta: una risposta pragmatica alle domande che la vasta gamma degli operatori economici coinvolti lungo la filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi si pone per districarsi nei meandri, sovente oscuri, di un decreto che ha regolamentato fattispecie prima esistenti solo sul piano esperienziale.

Si pensi alla possibilità per determinate tipologie di operatori di aderire al Sistema nazionale di certificazione come gruppo. In tale contesto, la norma UNI ha subito una profonda revisione per adeguarsi alla lettera della nuova normativa sulla sostenibilità.

È il caso, per esempio, della previsione normativa della certificazione di gruppo costituito, da un lato, dai produttori dei sottoprodotti della vinificazione che conferiscono fecce e vinacce alle distillerie e, dall'altro, dai frantoi oleari che conferiscono le sanse di oliva ai sansifici. In entrambi i casi, la norma UNI/TS 11429:2011, a seguito dei lavori egregiamente condotti dal Comitato Termotecnico Italiano (CT 285), ha recepito e normato alcuni dettagli sul funzionamento delle certificazioni di gruppo di carattere complementare, come accade con le verifiche documentali di sostenibilità che gli ispettori interni del soggetto coordinatore effettuano annualmente sul 100% dei frantoi e delle cantine aderenti ai rispettivi gruppi.

Altri tipici esempi di integrazione apportati dalla norma UNI consistono nella elaborazione di schemi tecnici esemplificativi per il calcolo delle emissioni reali di gas ad effetto serra e del risparmio di CO<sub>2</sub>eq nella produzione di biodiesel da una determinata materia prima agricola e, ancora, il calcolo e le modalità di gestione delle emissioni nel caso di miscelazione tra due lotti sostenibili di biocarburante o bioliquido o tra due lotti di cui uno non sostenibile, nell'ambito dell'equilibrio di massa di cui all'articolo 12 del nuovo decreto.

Un ruolo cruciale di coordinamento tra le normative e di controllo del rispetto dei criteri di sostenibilità è ricoperto dalla figura del Comitato tecnico consultivo biocarburanti, punto di riferimento degli operatori economici e delle Associazioni di categoria del settore. Viene coinvolto costantemente per dirimere i dubbi interpretativi che il decreto può porre.

Da ultimo, è stato chiarito che nella filiera dei biocarburanti e dei bioliquidi prodotti a partire da grassi animali fusi classificati di categoria 1, 2 e 3 in conformità al Regolamento (CE) n. 1069/2009, l'impianto di trasformazione presso il quale la materia prima (nella specie grasso animale fuso) è generata ricopre il ruolo di primo operatore economico della filiera, con tutte le conseguenze che ne derivano in termini di certificazione.

L'applicazione del nuovo Decreto Sostenibilità è in continuo divenire e con esso molte sono le istanze di interpretazione, semplificazione e chiarimento che gli operatori economici reclamano a gran voce.

La revisione della norma UNI/TS 11429:2011, che ha già superato la fase dell'inchiesta pubblica e che è in attesa di pubblicazione, costituisce un'autentica opportunità da non mancare.

Tutti i rappresentanti della catena di consegna, l'organismo nazionale di accreditamento e gli analoghi organismi, gli enti di certificazione e il Comitato tecnico consultivo biocarburanti possono, o meglio, devono fare la loro parte per contribuire a gestire un sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi, per contribuire a creare e consolidare un vero e proprio "sistema sostenibile di filiera" che, in un'ottica di condivisione e supporto, funga da modello di efficienza nell'ambito di un progetto più ampio di sostenibilità, non semplicisticamente riducibile a una partita o a una singola certificazione.

### BIOMETANO SOSTENIBILE: NUOVE OPPORTUNITÀ PER IL DIGESTATO

**Enrico Calcaterra** – Coordinatore della CT 284 "Biogas da fermentazione anaerobica e syngas biogenico"

#### Lo scenario nazionale

Con circa 1600 impianti attivi a livello nazionale l'Italia è attualmente il secondo produttore europeo di biogas. Questo, unitamente alla nuova spinta allo sviluppo fornita dagli incentivi, potrebbe far crescere rapidamente il più giovane settore del biometano, arrivando a coprire in una decina di anni il 10% dei consumi di gas. Il Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC 2019) riporta che il 75% dell'obiettivo 2030 di energia verde sui trasporti sarà coperto da biometano avanzato e sicuramente avrà un ruolo di rilievo in uno scenario di transizione energetica dove, come sottolinea il Ministro Costa: "per ogni miliardo di euro speso nel carbon fossile si producono 5mila posti di lavoro, per ogni miliardo speso nelle rinnovabili sono 15mila i posti stimati"

#### Gli sviluppi normativi

Fu la Direttiva Europea 2009/28 (chiamata Direttiva RED I) a stabilire un quadro comune per la promozione dell'utilizzo di energia da fonti rinnovabili, definendo i criteri di sostenibilità per bioliquidi e biocarburanti e fissare gli obiettivi nazionali obbligatori per la quota energia (rinnovabile) e per i biocarburanti nei trasporti.

Il Decreto Ministeriale 2 marzo 2018 "Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti", definendo lo schema incentivante per il biometano immesso in consumo nel settore dei trasporti, di conseguenza impone l'obbligo che tale biocarburante rispetti i requisiti di sostenibilità definiti dal legislatore europeo. In particolare sancisce che: "Il biometano comunque immesso nei trasporti ai sensi del presente decreto, deve rispettare quanto previsto dal decreto del Ministro

dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 23 gennaio 2012 e successive modifiche e integrazioni, secondo le linee guida definite dal Comitato termotecnico italiano per la qualificazione degli operatori economici della filiera di produzione del biometano ai fini della tracciabilità e del bilancio di massa di cui alla UNI/TS 11567 e sue modifiche o integrazioni." Il Decreto 14 novembre 2019 "Istituzione del Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi" ha sostituito il Decreto 23 gennaio 2012 definendo il sistema nazionale di certificazione di sostenibilità attualmente vigente. In tale contesto si è provveduto ad aggiornare la preesistente versione della UNI/TS 11567. Nei prossimi mesi si avvierà le attività per la nuova revisione in previsione del recepimento della Direttiva Europea 2018/2001 (Direttiva RED II) che dovrà essere recepita entro il 30/06/2021.

### **Il digestato e le nuove opportunità**

Come ben noto, il contributo del biometano agli obiettivi di decarbonizzazione non si limita alla sola fase del consumo energetico. Il processo produttivo del biometano è anche in grado di aumentare la capacità di assorbire e immagazzinare carbonio del suolo. Il suo processo produttivo può contribuire a ridurre in modo significativo le emissioni del settore produttivo agricolo e industriale a restituire al terreno sostanza organica. Ciò che rimane dopo il processo di digestione anaerobica delle matrici organiche (il digestato) è un ottimo fertilizzante naturale utilizzabile in alternativa a quelli di origine fossile.

Questo percorso di recupero diretto, nel nostro Paese da tempo è seguito dal digestato di origine agricola mentre quello derivante da rifiuti organici (FORSU, fanghi biologici), ai sensi della attuale normativa nazionale, necessita di un'ulteriore trasformazione tra-

mite il processo di compostaggio prima di poter essere recuperato come fertilizzante.

Il nuovo regolamento UE sui fertilizzanti (Regolamento 2019/1009 pubblicato il 25/06/2019 sulla GUUE), rivede la disciplina pregressa e allarga lo spettro di applicazione aprendo alla circolazione nel mercato dell'Unione e al Marchio CE a diversi prodotti come i concimi organici, organo-minerali, digestato e biostimolanti che potranno circolare nel mercato se rispettano determinati requisiti di sicurezza. Il nuovo Regolamento entrerà in vigore dal 16 luglio 2022, definisce anche i criteri in conformità dei quali un materiale che costituisce un rifiuto, ai sensi della direttiva 2008/98/Ce, può cessare di essere un rifiuto (End of Waste) se contenuto in un prodotto fertilizzante conforme. In tali casi l'operazione di recupero, ai sensi del nuovo Regolamento, viene eseguita prima che il materiale cessi di essere un rifiuto, e il materiale venga ritenuto conforme alle condizioni di cui all'articolo 6 della direttiva 2008/89/Ce (criteri End of Waste). Il Regolamento non è applicabile al digestato derivante da fanghi biologici e da sottoprodotti di origine animale o da prodotti derivati che rientrano nell'ambito di applicazione del Reg. (CE) n. 1069/2009 per i quali non è stato stabilito un punto finale nella catena di fabbricazione in conformità dell'articolo 5, paragrafo 2, terzo comma, del suddetto regolamento. Questa è quindi una nuova opportunità per il settore del biometano da FORSU e sottoprodotti che come già avviene in altri paesi europei, oltre alla comunque prevista trasformazione in compost, potrebbe scegliere di accorciare la filiera del digestato con probabili maggiori efficienze. Il tutto a favore della libera circolazione di prodotti regolamentati che in questi ultimi anni hanno assunto sempre più importanza in ambito agricolo e quindi un uso più efficiente dei nutrienti in piena coerenza con i principi dell'economia circolare



### STRATEGICITÀ E SVILUPPO DEL BIOMETANO DA RIFIUTI TRA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE ED ECONOMICA

**Bernardo Piccioli** – Esperto della CT 284 "Biogas da fermentazione anaerobica e syngas biogenico" - Utilitalia

**Luca Mariotto** – Utilitalia

Il biometano, in particolare quello prodotto da rifiuti (frazione organica e fanghi di depurazione), riveste un ruolo strategico di preminente interesse nazionale.

1. Per l'Italia (paese che nel tempo si è dotato di diffuse infrastrutture e tecnologie per l'utilizzo del metano fossile) il biometano rappresenta una fonte energetica nazionale, rinnovabile e sostenibile, il cui sviluppo può contribuire in maniera determinante alla valorizzazione delle infrastrutture esistenti e al raggiungimento degli obiettivi europei e nazionali in materia di decarbonizzazione, economia circolare e utilizzo di fonti energetiche rinnovabili (in particolare di biocarburanti avanzati). Lo sviluppo del biometano rappresenta inoltre un'opportunità anche per migliorare la gestione dei rifiuti organici e ridurre la dipendenza dalle importazioni di fonti fossili e le emissioni associate.
2. Per il sistema delle imprese di pubblica utilità il biometano rappresenta un'opportunità di crescita in termini industriali e di sostenibilità dei servizi erogati. Infatti, al suo sviluppo è collegato un percorso di industrializzazione e progressiva integrazione dei servizi (ad esempio tra gestione dei rifiuti, servizio idrico integrato, distribuzione del gas e trasporto pubblico locale), ma anche di progressiva riduzione dell'impatto ambientale ad essi associato.
3. Infine, per le comunità locali il biometano rappresenta uno strumento utile a favorire la chiusura del ciclo dei rifiuti e promuovere un'economia circolare a scala locale, ecosostenibile, a basse emissioni, dove i territori stessi possono diventare i primi beneficiari del biometano e del compost prodotto dai propri rifiuti<sup>1</sup>, e della trasformazione ecologica dei servizi pubblici locali.

Allo stato attuale in Italia sono 13 gli impianti che dal trattamento dei rifiuti producono oltre 105 milioni Sm<sup>3</sup>/anno di biometano per trazione. Il potenziale è però ben più significativo: una recente ricognizione svolta da Utilitalia ed Elettricità Futura presso un campione di associate ha evidenziato come siano attualmente in corso di sviluppo ben 29 progetti di impianti di produzione di biometano (22 nuove realizzazioni e 7 revamping di impianti esistenti), per una produzione attesa di circa 150 milioni di Sm<sup>3</sup>/anno di biometano a fronte di un investimento complessivo di oltre 1,6 miliardi di euro.

Per riuscire a sfruttare appieno l'importante potenziale industriale, economico e ambientale del biometano prodotto da rifiuti, occorre però rafforzare e sviluppare il meccanismo degli incentivi previsti dal DM 2 marzo 2018 (DM biometano) agendo parallelamente almeno su due fronti, in quanto la sostenibilità econo-

mica degli investimenti è strettamente legata alla certezza degli incentivi.

1. Il primo è la proroga di almeno 2 anni del termine ultimo per l'entrata in esercizio o la riconversione degli impianti, che il DM biometano ha fissato al 31 dicembre 2022. Prorogare il termine ultimo per l'entrata in esercizio degli impianti consentirebbe alla maggior parte dei progetti programmati di essere effettivamente realizzati, compresi quelli costretti a subire forti rallentamenti (sul fronte degli iter autorizzativi, delle procedure di gara e delle attività cantieristiche).
2. Il secondo riguarda la «sostenibilità» del biometano, a cui gli incentivi sono legati<sup>2</sup>. Infatti la Direttiva 2018/2001/UE (RED 2), per la quale sono da poco iniziati i lavori di recepimento, aggiorna i valori standard di risparmio delle emissioni per il biometano da rifiuti organici con due macroscopiche ed inspiegabili limitazioni: non contemplare le tecnologie di digestione anaerobica integrate con il compostaggio (riconosciute a livello europeo dalle stesse BREF<sup>3</sup> e ampiamente diffuse a livello nazionale), e non prevedere sistemi di upgrading con elevati livelli di efficienza (come quelli attualmente offerti dal mercato). Per non penalizzare l'industria nazionale, che adotta le più avanzate tecnologie disponibili e i cui processi e metodi offrono le migliori garanzie sotto il profilo ambientale, occorre porsi sin d'ora il problema del recepimento della RED 2 e della normativa tecnica d'attuazione in materia di sostenibilità del biometano. Ciò al fine di tradurre nella normativa nazionale i principi e gli obiettivi della direttiva stessa, rispettando al contempo le peculiarità dei processi produttivi nazionali. Parallelamente, andranno previsti nel recepimento della RED2, nella revisione del DM 14 novembre 2019 e della UNI/TS11567 valori standard di risparmio delle emissioni che, nel rispetto dei criteri e delle metodologie definiti a livello comunitario, dimostrino la sostenibilità del biometano prodotto da rifiuti così da preservare le condizioni di certezza alla base degli investimenti.

Diversamente, sarà difficile che il DM biometano dispieghi a pieno i suoi effetti, e che il biometano riesca a fornire l'importante contributo al raggiungimento di quegli obiettivi su cui lo stesso Piano nazionale integrato per l'energia e il clima fa affidamento.

### LA SOSTENIBILITÀ DEL BIOMETANO PASSA DAL CTI: LA UNI/TS 11567

**Antonio Panvini** – Direttore Generale CTI

Del contesto in cui è nata ed è stata recentemente revisionata la UNI/TS 11567 se ne è parlato in apertura del Dossier. In queste pagine si ritiene utile descriverne i principali contenuti e le fondamentali ricadute che la stessa porterà al mercato, ricordando che la pubblicazione della nuova versione è attesa per ottobre.

La UNI/TS 11567 sviluppa e definisce due temi:

- i requisiti che ogni operatore della filiera di produzione del biometano deve rispettare per poter consentire al gas rinnovabile

- di essere messo in commercio e ottenere l'incentivazione concessa dal legislatore
- i valori di emissione di gas serra e i relativi risparmi rispetto al combustibile fossile di riferimento, che le differenti filiere di produzione del biometano determinano, al fine di individuarne la sostenibilità.

Per quanto riguarda il primo punto, l'ossatura della specifica tecnica ricalca molto quella adottata per la parallela UNI/TS 11429 relativa agli operatori della filiera dei biocarburanti (liquidi) e dei bioliquidi. L'approccio è il medesimo: il documento elaborato dal CTI rappresenta una sorta di manuale che ogni operatore è tenuto ad applicare e sulla base del quale gli organismi di certificazione rilasciano il cosiddetto "certificato di conformità" aziendale. Questo certificato è paragonabile ad un patentino che consente all'operatore che l'ha ottenuto di poter partecipare alla filiera di produzione del biometano, che nel caso specifico assume il significato di catena di custodia, essendone parte integrante e validata.

Ogni operatore della filiera deve possedere il patentino, a partire dal cosiddetto "primo operatore" definito dal legislatore, e solo in questo modo può rilasciare le dichiarazioni di sostenibilità che accompagnano ogni partita di prodotto intermedio o il certificato di sostenibilità finale che caratterizza il biocarburante immesso al consumo e sulla base del quale vengono rilasciati gli incentivi. La UNI/TS definisce quindi le modalità operative e la relativa documentazione che l'operatore, sia esso il produttore di un refluo zootecnico, il produttore di una coltura dedicata o di un sottoprodotto, il trasformatore della materia prima o di un prodotto intermedio, deve saper gestire in conformità alla legislazione nazionale di riferimento.

Da questo punto di vista la UNI/TS 11567 relativa alla filiera del biometano è realmente speculare, salvo ovviamente le specificità proprie della produzione di un gas, alla TS per il biodiesel, l'etanolo o l'olio vegetale per uso energetico.

Quello che cambia in maniera significativa è la parte relativa alla sostenibilità, pertanto, prima di procedere oltre è utile richiamare il concetto che la sostenibilità dei biocarburanti (tra questi anche il biometano) e dei biocombustibili liquidi (olio vegetale) è assicurata dal rispetto di due requisiti, secondo quanto disciplinato dalle direttive 2009/28/CE (RED I) e 2018/2001 UE (RED II) sulla promozione delle fonti rinnovabili:

- le emissioni di gas serra, espresse in  $CO_{2eq}$ , della filiera devono essere inferiori alle emissioni imputabili alla produzione ed utilizzo del combustibile fossile di riferimento. La riduzione deve essere almeno pari ad una percentuale che va dal 50% al 70% in funzione della data di entrata in esercizio dell'impianto di produzione e della destinazione d'uso del biocombustibile;
- non devono essere intaccate le riserve di carbonio presenti nel suolo e quindi non possono essere destinati a produzione di materie prime per biocarburanti terreni con elevata biodiversità o elevato contenuto di carbonio. Inoltre, al fine di diminuire il cosiddetto cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni che si verifica quando la coltivazione di colture per

biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa incide sulla produzione tradizionale di colture alimentari e foraggiere accrescendo la pressione sui terreni che presentano elevate scorte di carbonio, come foreste, zone umide e torbiere, la nuova direttiva impone una progressiva riduzione della promozione delle colture dedicate ad energia a favore di un incremento nell'utilizzo di materie prime residuali.

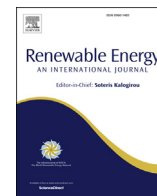
Sulla base di questi elementi e dei valori di emissione e relative percentuali di riduzione indicati dalle direttive RED I e RED II, sono state costruite le due UNI/TS 11429 e 11567. La prima specifica però non riporta valori di sostenibilità in quanto la maggior parte delle filiere è già disciplinata dal legislatore europeo. La seconda invece interviene in maniera significativa per il settore del biometano in quanto sia la RED I che la RED II non tengono in considerazione l'elevato numero di filiere e materie prime esistenti per la produzione di biometano e pertanto, al fine di aiutare il mercato di riferimento, è stato necessario definire, con il supporto dell'Università Politecnica delle Marche, del Politecnico di Milano e delle principali associazioni di riferimento (Utilitalia e CIB), un corposo elenco di filiere e relativi valori di emissioni standard che costituiscono il riferimento legislativo nazionale, integrativo rispetto a quelli delle direttive, per il rispetto dei requisiti di sostenibilità del biometano.

Questo lavoro ha evidenziato come non tutte filiere, in funzione della tecnologia adottata, possono fregiarsi di essere sostenibili. Gli elementi discriminanti sono diversi: le rese per ettaro coltivato delle principali colture agricole del nord, centro e sud Italia; la densità energetica della materia prima, che si traduce in maggiore o minore producibilità di biometano a pari emissioni di gas serra e conseguentemente influisce sulle emissioni specifiche della filiera, espresse per MJ di gas; la possibilità di ridurre a zero o al minimo le emissioni di  $CH_4$  residuale dai processi di depurazione del biogas in biometano, anche utilizzando tecnologie evolute di upgrading; la presenza o meno di stoccaggi del digestato finale che consentano il recupero del biometano residuo in esso contenuto.

In sintesi, la UNI/TS 11567 è un vero e proprio strumento di riferimento, in supporto a quanto stabilito dal legislatore europeo e nazionale, per poter gestire l'intero mercato del biometano incentivato.

## NOTE

1. Va ricordato che la produzione di biometano da rifiuti non esclude ma è complementare alla produzione di compost: un fertilizzante organico destinato all'agricoltura dal grande valore ambientale.
2. Il DM 2 marzo 2018 prevede sia incentivabile solo il biometano dichiarato «sostenibile» secondo quanto definito dal quadro legislativo europeo e nazionale.
3. Best Available Techniques Reference document



## A circular economy model based on biomethane: What are the opportunities for the municipality of Rome and beyond?



Idiano D'Adamo <sup>a, b, \*</sup>, Pasquale Marcello Falcone <sup>a, c</sup>, Donald Huisingsh <sup>a, d</sup>, Piergiuseppe Morone <sup>a</sup>

<sup>a</sup> Department of Law and Economics, Unitelma Sapienza, University of Rome, Viale Regina Elena 295, 00161, Roma, Italy

<sup>b</sup> Department of Computer, Control and Management Engineering, Sapienza University of Rome, Via Ariosto 25, 00185, Rome, Italy

<sup>c</sup> Department of Business and Economics, University of Naples Parthenope, Via Generale Parisi 13, 80132, Napoli, Italy

<sup>d</sup> Institute for a Secure and Sustainable Environment, University of Tennessee, 311 Conference Centre Building, Knoxville, TN, 37996-4134, USA

### ARTICLE INFO

#### Article history:

Received 15 June 2020

Received in revised form

19 September 2020

Accepted 15 October 2020

Available online 26 October 2020

#### Keywords:

Biomethane

Circular economy

Green transition

Economic analysis

Environmental analysis

Subsidies

### ABSTRACT

This paper defines the roles of biomethane for a double-green transition, through the integration of an effective management of renewable energy and municipal waste. The authors perform an assessment of the potential transition of the municipality of Rome to a more sustainable transport system, based on the economic feasibility of production of biomethane as analysed with the Discounted Cash Flow methodology. The potential reduction of emissions is quantified considering biomethane, to be used as vehicle fuel instead of natural gas. The provision of subsidies is found to be an essential condition to support the development of the biomethane sector. The subsidies must be coordinated with other policies such as the construction and operation of new fuelling stations and the increase of vehicles fuelled by biomethane. Several economic indicators are used to support investors by defining the conditions in which the profitability and economic opportunities are quantified. The transformation of bio-wastes into clean energy, closes the loop and helps societies to make progress toward becoming circular economies, which can contribute to decarbonizing the transport sector. Results of these analyses are applicable in other municipalities, which are currently under-utilizing their organic wastes and by-products.

© 2020 Elsevier Ltd. All rights reserved.

### 1. Introduction

Equitable, sustainable and liveable societies must increasingly be based on the effective usage of materials embedded in waste's flows and on the production of energy and other by-products from these natural resources [1,2]. Urban-level initiatives are essential for successfully managing and utilizing waste streams and thereby, contributing to transitioning to more effective and efficient Circular Economy (CE) models at the local, regional, national and global levels [3]. To make progress toward the CE, it is essential to prepare accurate estimates of the environmental/economic and ethical dimensions of proposals to support this transition [4].

The recovery of energy from wastes in CE models is integral to

helping to close the materials and energy loops [5]. Among the potential energy forms to be derived from bio-wastes, biogas is of great interest due to its ability to transform organic feedstocks into biomethane and to produce a fermentate that can be used as a valuable agricultural/horticultural fertilizer [6,7].

The production and usage of biomethane can provide new opportunities for society at multiple levels [8]. However, some challenges and barriers can be linked to non-technical issues such as the lack of public acceptance for the biogas-biomethane plants and the current inadequacies in legislative and normative management guidance and support [9].

Currently, the transport sector is responsible for a third of global energy demand and one-sixth of global Greenhouse Gas (GHG) emissions [10]. This sector is currently dominated by the use of fossil fuels in Europe [11].

The biomethane sector is mainly developed in Europe with a dominant position being played by Germany which has opted to use biomethane in combined heat and power plants; however, recent changes occurred in subsidies provided by public policies,

\* Corresponding author. Department of Law and Economics, Unitelma Sapienza, University of Rome, Viale Regina Elena 295, 00161, Roma, Italy.

E-mail addresses: [idiano.dadamo@uniroma1.it](mailto:-idiano.dadamo@uniroma1.it) (I. D'Adamo), [pasquale.falcone@uniparthenope.it](mailto:pasquale.falcone@uniparthenope.it) (P.M. Falcone), [donaldhuisingsh@comcast.net](mailto:donaldhuisingsh@comcast.net) (D. Huisingsh), [piergiuseppe.morone@unitelmasapienza.it](mailto:piergiuseppe.morone@unitelmasapienza.it) (P. Morone).



Nomenclature			
BIO-CNG	Biomethane	$I_{us}$	Losses in the upgrading system
$C_{NGV}$	Consumption of a NGV	LNG	Liquefied Natural Gas
CE	Circular Economy	MSW	Municipal Solid Waste
CNG	Compressed Natural Gas	n	Lifetime of the project
DCF	Discounted Cash Flow	$n_{km}$	Number of kilometres
DBCR	Discounted Cost-Benefit Ratio	$n_{NGV}$	Number of NGVs
DDNC	Discounted Do Nothing Cost	NGV	Natural Gas Vehicle
DDNC-1	Discounted Do Nothing Cost for 1 year	NPV	Net Present Value
DENA	Deutsche Energie-Agentur	NPV/P	The ratio of NPV to plant size
DNE	Discounted Net Externality	NPV/S	The ratio of NPV to the amount of substrate
DPBT	Discounted Payback Time	O	Cash Out-flows
ETS	European Trading Scheme	ofmsw	Organic fraction of municipal solid waste
EU	European Union	$p_{CD}$	Price of Carbon Dioxide
EUA	European Emission Allowances	PBT	Payback Time
$f_c$	Fuel consumption	PI	Profitability Index
Federmetano	National Federation of Methane Distributors and Transporters	PSA	Pressure Swing Adsorption
GHG	Greenhouse Gas	$Q_{biogas}$	Quantity of biogas
GU	Official Journal	$Q_{biomethane}$	Quantity of biomethane
I	Cash In-flows	$Q_{substrate}$	Quantity of substrate
$I_0$	Initial Investment	r	Opportunity cost of capital
IEA	International Energy Agency	$r_{bm}$	Recovery rate of biomethane
Inf	Rate of Inflation	RES-T	The share of Renewables in the Transport sector
IRENA	International Renewable Energy Agency	RGHG	Reduction of Greenhouse Gas
IRR	Internal Rate of Return	$S_{biomethane}$	Plant size biomethane
		t	Time period
		uRGHG	Unitary value of Reduction of Greenhouse Gas
		%CH <sub>4</sub>	Percentage of methane

which will influence future biomethane usage patterns [12]. Sweden uses biomethane as a vehicle fuel, in which the municipalities use environmentally-friendly buses, cars and trucks. They also use it to power public transport and separate collection vehicles [13]. Additionally, private actors can benefit from tax exemptions and transport fuel certificates [14]. However, an effective green transition in the transport sector can be realized if the implementation of biomethane production is accompanied by other actions such as construction and usage of methane gas service stations and an increase of the number of Natural Gas Vehicles (NGVs) [15].

The biomethane potential for several European cities was estimated and a large share of this potential can be used as vehicle fuel, and therefore, can help the European Union (EU) to achieve its Paris Agreement, commitments within the transport sector [16]. In particular, the theoretical biomethane potential of the organic fraction of municipal solid waste (ofmsw) can provide sufficient biomethane to result in substantial reductions of fossil-carbon based GHG emissions [17] and the same is true for usage of by-products (e.g. animal manures, agricultural wastes, and other wastes from the agro-industry) in the production of biomethane and the related fermentate-based fertilizers [18]. To make more effective progress toward achieving CE, it is essential to also address the economic aspects [19]. In this perspective, some authors focused on exploring the techno-economic feasibility of coupling biomethanation with digestate gasification for the wastewater industry [20]. Production costs of biomethane are not competitive with fossil methane [21]. Consequently, its economic sustainability is strictly linked to the adoption of subsidies [22]. Finally, the roles of cities as sites of sustainability transitions has not been sufficiently explored in the literature [23] except for few cases. Recently, a distributed system of biorefineries was utilized to evaluate the economic feasibility of producing renewable biomethane for gas pipeline injection in an effort to decarbonize New York's natural gas grid and lower environmental impacts [24].

The novelty of this work arises from the following reasoning: i) the adoption of subsidies is strategic to develop the biogas-biomethane market [25], ii) decision-makers need detailed information about the waste management to help to transform cities into more circular economies [3], iii) biomethane is a sustainable resource and its use in the transport sector should be increased [16], iv) biomethane is defined as a clean fuel [26] and v) economic analyses are typically aimed at supporting investors' decisions [27]. Bearing this in mind, the authors of this paper propose a new framework to evaluate the application of a CE model to a city level. Starting by the recovery of both ofmsw and by-products, the biomethane produced is used as vehicle fuel to satisfy local demand. The environmental analysis was performed by employing existing values proposed in literature, while the economic assessment was defined using an array of potential economic indicators to provide valuable information for various groups of stakeholders – i.e. consumers, producers and policy-makers. Special attention was given to estimate the “do nothing cost”, an indicator extremely important for policy makers. A baseline scenario was assessed against alternative scenarios to assess whether the biomethane and the co-produced digestate can contribute to the needed double green-transition, by integrating waste management, renewable energy production and enhancement of agricultural soils. The model was applied to a single case study of the municipality of Rome, in a subsidized market. However, the proposed framework can be adapted and replicated in alternative geographical environments.

## 2. Materials and methods

A resource can be classified as value-added when some conditions are verified: its use as an alternative to fossil resource can help to reduce the levels of GHG emissions providing that it also fulfils the same technical requirements. In fact, biomethane (also called

green gas) has properties potentially equivalent to the methane [28], and represents a valid option to valorise bio-wastes while producing energy [29]. At the same time, the proposed action plan will only be viable when economic viability and positive environmental impact are consistently achieved.

The map of scenarios used in this work was depicted in Fig. 1. The economic viability is based on Discounted Cash Flow (DCF) methodology analysing two different business models (section 2.1). The environmental impact model is based on literature data, which allows quantifying the Reduction of GHG (RGHG) emissions using biomethane as a green fuel substitute for natural gas analysing three different scenarios (section 2.2). Economic and environmental scenarios were independently conducted. The typology of the business models and relative choices of sizes realized did not influence the environmental performance because it was assessed considering the same quantity of energy produced in all economic scenarios.

The models and relative results were applied to a specific case study (section 2.3).

### 2.1. The economic model for the assessment of biomethane plants

The DCF analysis can be used to help determining a project's potential profitability based upon the concepts of money time value [30]. Several researchers have investigated the economic performance of biomethane plants. Some considered biomethane production costs, that varied from 0.54 €/m<sup>3</sup> to 0.73 €/m<sup>3</sup> [31] and from 0.5 \$US/m<sup>3</sup> to 1.5 \$US/m<sup>3</sup> [10].

The International Energy Agency (IEA) published long-term projections of the wholesale gas prices in Europe [32]. It estimated a steady increase 17 €/MWh in 2017 to 30 €/MWh in 2040. Instead, the production cost of biomethane is equal to 90 €/MWh for 2017. Other authors have proposed values of biomethane lower than IEA's estimate: 50–70 €/MWh [31] and 60–70 €/MWh [21]. However, externalized costs are not properly internalized into cost structures. In this context, the suggested minimum subsidy was 0.13 €/m<sup>3</sup> for biomethane production systems [33] with a fossil-carbon footprint impact, ranging from 123 to 171 €/tCO<sub>2</sub> avoided [15].

The calculated profitability was based upon the presence of subsidies. The Net Present Value (NPV) was equal to –585 k\$US if subsidies were not provided, otherwise it was 5667 k\$US [34]. The

NPV varied from 0.49 M€ to 132.7 M€ based upon the mix of recovered waste [35].

In this paper, the authors used the following indicators (see Table A1): i) NPV; ii) Profitability Index (PI); iii) The ratio of NPV to plant size (NPV/P); iv) The ratio of NPV to the amount of substrate (NPV/S); v) Discounted Payback Time (DPBT); vi) Internal Rate of Return (IRR); vii) Discounted Do Nothing Cost for 1 year (DDNC-1); and viii) Discounted Cost-Benefit Ratio (DBCR) that includes the Discounted Net Externality (DNE).

The mathematical model used was:

$$NPV = \sum_{t=0}^n (I_t - O_t) / (1 + r)^t \tag{1}$$

$$PI = NPV / I_0 \tag{2}$$

$$NPV / P = NPV / S_{\text{Biomethane}} \tag{3}$$

$$NPV / S = NPV / Q_{\text{Substrate}} \tag{4}$$

$$DPBT \sum_{t=0}^n (I_t - O_t) / (1 + r)^t = 0 \tag{5}$$

$$\sum_{t=0}^n (I_t - O_t) / (1 + IRR)^t = 0 \tag{6}$$

$$DDNC - 1 = \sum_{t=0}^n (I_t - O_t) / (1 + r)^t - \sum_{t=1}^{n+1} I_t - O_t / (1 + r)^t \tag{7}$$

$$DBCR = \sum_{t=0}^n (I_t + DNE_t) / (1 + r)^t / \sum_{t=0}^n O_t / (1 + r)^t \tag{8}$$

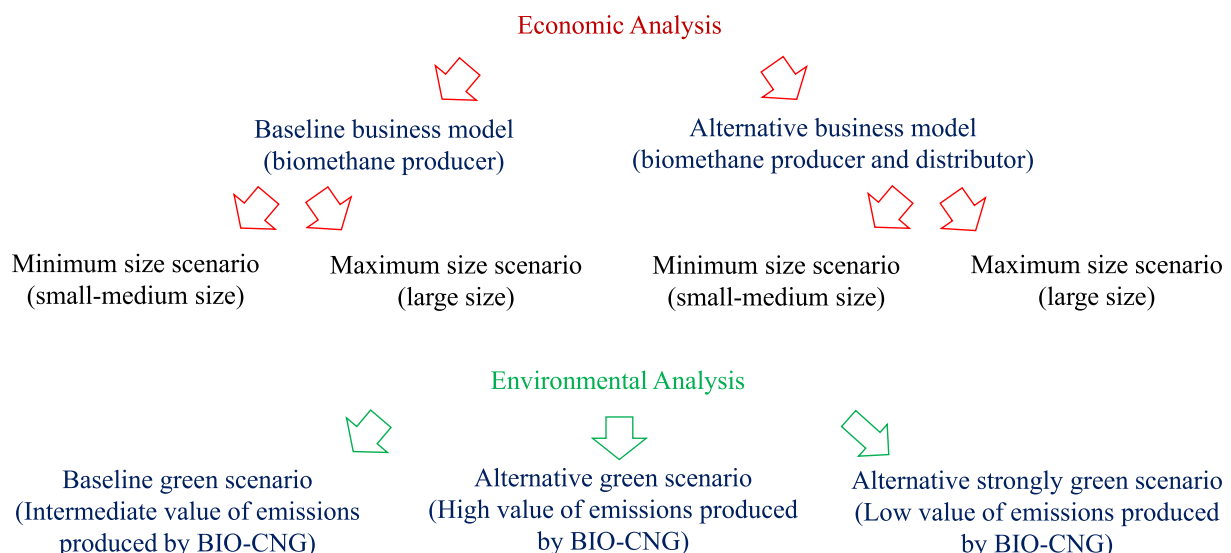


Fig. 1. A new framework: the map of scenarios used in this research.

$$I = I_{\text{subsidies}} + I_{\text{selling biomethane}} + I_{\text{selling food-grade CO}_2} + I_{\text{selling digestate}} + I_{\text{treatment of msw (net)}} \quad (9)$$

$$O = O_{\text{investment}} + O_{\text{interest rate}} + O_{\text{labour}} + O_{\text{substrate}} + O_{\text{transport}} + O_{\text{maintenance\&overhead}} + O_{\text{depreciation funds}} + O_{\text{energy}} + O_{\text{insurance}} + O_{\text{zeolite}} + O_{\text{digestate}} + O_{\text{compression}} + O_{\text{distribution}} + O_{\text{filling station}} + O_{\text{taxes}} \quad (10)$$

$$O_{t+1} = O_t * (1 + \text{inf}) \quad (11)$$

In March 2018, the Italian Government adopted a policy Decree (GU (Official Journal) no. 65 of 19-03-2018) to stimulate the development of biomethane [36]; however, after one year, the results were not encouraging since only a few plants are now recovering the organic waste. The Decree defined a value of incentive equal to 0.305 €/m<sup>3</sup> (single-counting)<sup>1</sup> for the first ten years and a premium was provided for some substrates (i.e. the ofmsw and by-products).

In the proposed business model, the incentive value was set equal to 0.61 €/m<sup>3</sup> (double-counting). The above-cited substrates were investigated for two biomethane plant sizes. The first was calculated iteratively to define the minimum size, in which NPV was positive. The second size proposal was based upon the maximum value analysed by the [37].

The complete list of input data is presented in Table A2-Figure A1 [9,21,34,36,38,39]. About six months are needed to build and to activate a biomethane plant. The DCF analysis is characterized by two key-variables: i) lifetime of a project and ii) discount rate, also called opportunity cost of capital. The time horizon of the project (n) was linked to its lifetime which was assumed to be 20 years [30]. The opportunity cost of capital (r) measured the projected returns from an alternative project, which has the same risk level, and was assumed to be equal to 5% [19,27,40,41]. However, other values have also been reported in the literature (e.g. 4% [22] and 6% [42]). Upgrading technology used in our study is Pressure Swing Adsorption (PSA) according to the model proposed by Ref. [43]. Furthermore, the Italian decree provides a premium for the realization of new filling stations (under the condition that the methane distributor is a biomethane producer). Consequently, the value of the incentive was calculated to be equal to 0.73 €/m<sup>3</sup>.

The authors of this research investigated two business models: i) the Baseline Business Model, in which the investor is the biomethane producer and ii) the Alternative Business Model, in which there is a joint implementation between the biomethane producer and the methane distributor.

Additionally, both baseline and alternative business models were assessed for the: i) minimum size scenario, in which the realization of small/medium sizes was analysed and ii) maximum size scenario, in which the construction of large sizes was analysed.

## 2.2. The environmental model for the assessment of biomethane plants

The GHG emissions of vehicle systems were recorded for the entire process of energy flow, from energy sourcing to a vehicle

<sup>1</sup> The Decree assign an economic value to the Certificates of Emission of Biofuel Consumption (CICs). A single CIC is issued for 10 Gcal (single counting) of biomethane produced. Considering that 1 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> is equal to 8121 kcal, one CIC corresponds to approximately 1231 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>. The Decree defines a value of 375 € for each CIC.

being driven (Well to Wheel). The environmental values reported in Fig. 2, document that the transition from fossil fuels to renewable energy sources can provide significant reductions of GHG emissions. They were compared between BIO-CNG (Biomethane) and Compressed Natural Gas (CNG) in this work.

This assumption is based on several works, in which authors proposed environmental analysis and the reduction of GHG emissions was quantified as follows: 23 gCO<sub>2</sub>eq/MJ [44], 40 gCO<sub>2</sub>eq/MJ [45], 53 gCO<sub>2</sub>eq/MJ [46] and 62 gCO<sub>2</sub>eq/MJ [47].

The GHG emissions of vehicles were estimated at 164 and 156 gCO<sub>2</sub>eq/km for petrol and diesel, respectively. The use of CNG has a lower impact than both diesel and petrol, with a level of GHG emissions of 124 gCO<sub>2</sub>eq/km. The GHG emissions of BIO-CNG use depends on the feedstock type according to the analysis conducted by the International Renewable Energy Agency (IRENA) [10]. In particular, the maximum value is associated with production from maize (66 gCO<sub>2</sub>eq/km); the emissions were primarily released during cultivation and harvesting.

The value of RGHG was equal to 58 gCO<sub>2</sub>eq/km, and it was calculated as the difference between value of BIO-CNG obtained by maize and the corresponding value associated to CNG. There was a higher reduction potential when organic wastes and residues instead of energy crops were used. The IRENA defined RGHG as being equal to 91 gCO<sub>2</sub>eq/km (the difference between 124 and 33) and 76 gCO<sub>2</sub>eq/km (the difference between 124 and 48) based upon usage of liquid manure and organic wastes as substrates in comparison with using natural gas, respectively.

Another study authored by the Deutsche Energie-Agentur (DENA) company [48] calculated GHG emissions linked to biomethane production as equal to 5 gCO<sub>2</sub>eq/km. The value of RGHG was equal to 119 gCO<sub>2</sub>eq/km (difference between 124 and 5) using BIO-CNG as an alternative to CNG. These results revealed that biomethane offers significant reduction of GHG emissions, but its quantification is not simple because several factors can influence the yields.

The authors of this paper did not present new environmental analyses, but based their calculations upon literature data to define the value of RGHG. In particular, it is used a conservative perspective considering the values estimated by IRENA (that are greater than those estimated by DENA). Regarding BIO-CNG, 33 and 48 gCO<sub>2</sub>eq/km were considered because the use of energy crops was not hypothesized in this study, while concerning CNG, the value of 124 gCO<sub>2</sub>eq/km was used.

Therefore, three scenarios were analysed: i) the *baseline green scenario*, was considered as the average value between 33 gCO<sub>2</sub>eq/km and 48 gCO<sub>2</sub>eq/km and the Unitary value of Reduction of GHG emissions (uRGHG) for the NGV was assumed to be equal to 83.5 gCO<sub>2</sub>eq/km (obtained as the difference between 124 and 40.5); ii) the *alternative green scenario*, in which the high value of BIO-CNG was used, the value of uRGHG for a NGV was equal to 76 gCO<sub>2</sub>eq/km (deriving by the difference between 124 and 48); and iii) the *alternative strongly green scenario*, which was based upon the low value of GHG emissions linked to the BIO-CNG, considered the value of uRGHG for a NGV to be equal to 91 gCO<sub>2</sub>eq/km (deriving by the difference between 124 and 33).

The purchase of a NGV was recommended by car salesmen when the consumer has an annual mileage of 20,000 km (n<sub>km</sub>), or above. Consequently, it is possible to estimate the Consumption of a NGV (C<sub>NGV</sub>) in function of the specific fuel consumption (fc) fixed equal to 15 km/m<sup>3</sup>. The definition of the overall RGHG must be considered for all biomethane production and consequently, the number of NGVs (n<sub>NGV</sub>) fuelled by this plant were based upon the assumptions depicted in the following equations:

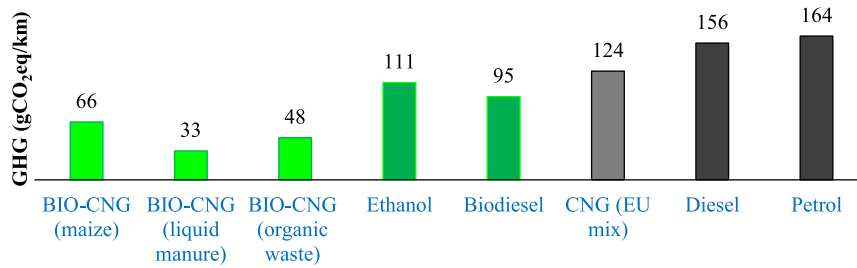


Fig. 2a. Comparative GHG emissions from biofuels [10]. Biomethane is able to reduce significantly the level of emissions than fossil fuels.

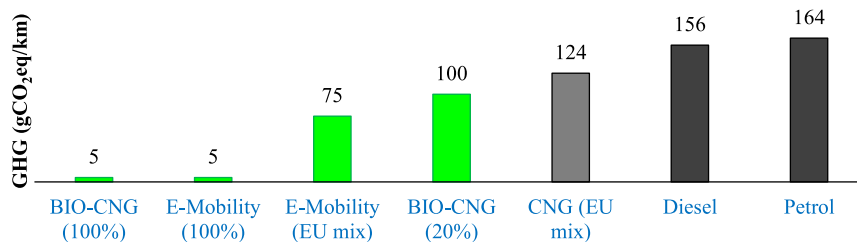


Fig. 2b. Comparative GHG emissions from biofuels [48]. Both biomethane and electric cars are able to reduce very significantly the level of emissions than fossil fuels.

$$RGHG_{NGV} = uRGHG_{NGV} * n_{km} \tag{12}$$

$$Q_{biomethane} = Q_{biogas} * (CH_4) * (1 - l_{us}) * r_{bm} \tag{13}$$

$$C_{NGV} = n_{km} / f_c \tag{14}$$

$$n_{NGV} = Q_{biomethane} / C_{NGV} \tag{15}$$

$$RGHG = RGHG_{NGV} * n_{NGV} \tag{16}$$

$$DNE = \sum_{t=0}^n (RGHG * p_{CD,t}) / (1 + r)^t \tag{17}$$

The price of Carbon Dioxide ( $p_{CD}$ ) was based upon European Emission Allowances (EUA). Figure A2 shows the trend between June 2018–March 2019 [49]; it was assumed  $p_{CD}$  equal to 20 €/tCO<sub>2</sub>eq (average value). Emissions reductions in the transport, agriculture and heat sectors are known as non-European Trading Scheme (ETS) sectors. Biomethane is multifunctional and can contribute to emissions reductions in non-ETS or ETS sectors depending on end use [50]. For this reason, EUA represents a good tool to monitor the current price of CO<sub>2</sub>eq.

### 2.3. The case study – the Municipality of Rome

The utilization of natural gas for mobility purposes significantly differs across countries. For instance, Italy has 1186 stations and Germany has 885 stations, which are approximately 64% of all the European stations. Methane using vehicles are concentrated mainly in Italy, with approximately 74% of all European methane using vehicles [51]. The average number of vehicles per station is 60 in Netherlands, 106 in Germany and 314 in Sweden – and increases to 558 in Bulgaria and 844 in Italy (the EU28 average was 400 – Table A3).

Italy has a great potential to expand its green transition in its transport sector because it currently has a vehicle fleet composed almost exclusively of petrol and diesel which include 91% of the vehicles of 38.5 million. Figure A3 presents the situation over the period 2015–2017, showing that CNG vehicles had a 2% share [52].

The Italian Municipal Solid Waste (MSW) generation amounted to 29,588 thousand tonnes and separated collection rate was equal to 55.5% in 2017 [53]. Although an increase of 2.9% of separated collection was documented during the period 2016–2017, the goal of recycling MSW at the rate of 65% was clearly not achieved. Within the MSW collected, the organic waste was assumed to be the dominant fraction that was about 40% of the waste. This represents a huge opportunity for biomethane production.

Rome produces about 5.7% of the Italian MSW, followed by Milan (2.3%) and Naples (1.7%). Waste management in Rome is not effective and underperforms national achievements. In particular, waste management is weak with only 44% of the waste collected as separated materials in 2017. As showed in Fig. 3 (orange curve), the last 3 years trend of available data, depicts only a slight increase in waste collection, which is far below the target of 65%. The weakness of waste management is even more evident looking at the amount of unsorted waste which is well above 20% of waste production. In addition, waste production per capita in Rome was 587 kg/capita, compared with the Italian average of 490 kg/capita, [54].

Regional energy plan elaborated by the [55] quantified the following values for biogas potential: i) the manure residues and slaughterhouse waste have the potential for production of 23,065 thousand m<sup>3</sup> biogas/year and ii) the ofmsw and green wastes for 53,816 thousand m<sup>3</sup> biogas/year. This estimated value was reduced to 45,227 thousand m<sup>3</sup> biogas/year, considering the waste allocated to composting processes. This estimate considered achievement of 65% separate waste collection.

Assuming a percentage of methane equal to 60% for the ofmsw, the biomethane potential was estimated to be 27,136 thousand m<sup>3</sup>/year. Instead, a percentage of 55% was used for by-products and the biomethane potential was estimated to be 12,686 thousand m<sup>3</sup>/year.

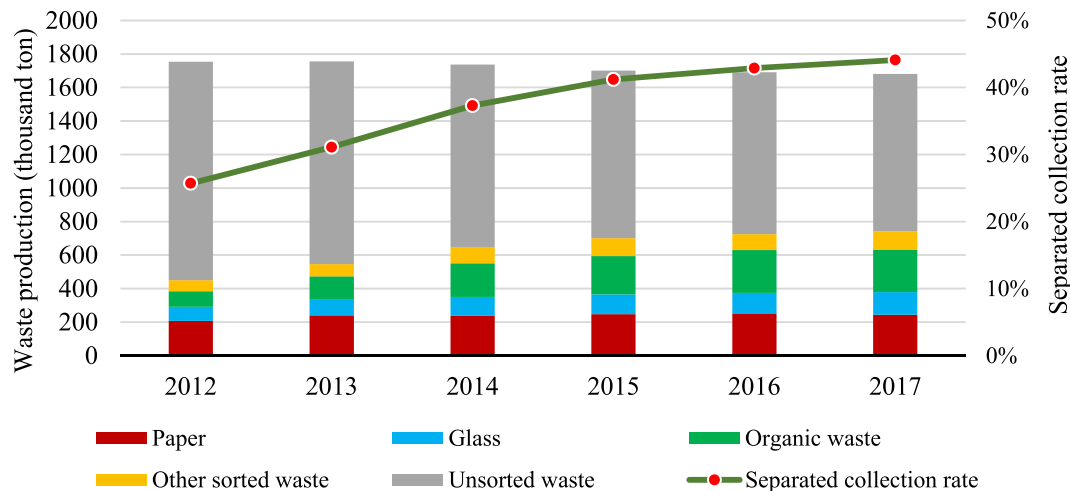


Fig. 3. Waste production and the separated waste collection rate in Rome [54].

Finally, biomethane plants are typically proposed in terms of  $\text{m}^3/\text{h}$  and assuming a number of operating hours of 8000 h/year, the following values were obtained: 3390  $\text{m}^3/\text{h}$  for ofmsw and 1586  $\text{m}^3/\text{h}$  for by-products.

The National Federation of Methane Distributors and Transporters (Federmetano) estimated that in the territory of Rome, there are 19,939 cars, 3887 trucks, 493 buses, 279 special vehicles, 41 trailers and 31 motorcycles fuelled by methane. The number of distributors is 40 [56]. The ratio between NGV vehicles and NGV stations was equal to 617 (greater than European average of 217).

### 3. Results and discussion

The outcomes of this investigation are presented and discussed in the following section. Specifically, a profitability analysis is conducted in sub-section 3.1, while the opportunity to implement a CE model for the Municipality of Rome is presented and discussed in sub-sections 3.2 and 3.3, respectively.

#### 3.1. Profitability analyses

The authors used an iterative process to calculate the minimum size in which the economic feasibility can be potentially achieved. It was found to be equal to 350  $\text{m}^3/\text{h}$  and 200  $\text{m}^3/\text{h}$  for by-products and the ofmsw, respectively.

The maximum size analysed was 500  $\text{m}^3/\text{h}$ . These values were evaluated according to the literature [21]. Fig. 4 shows a complete overview of the economic performances in the baseline business model. Tables A4–A7 outlined the specific business plans.

The NPV was equal to 131 thousand € and 421 thousand € for by-products and the ofmsw, respectively. The alternative case studies showed a significant increase of profit by potentially achieving the following values: 1656 thousand € and 8016 thousand €.

To achieve these performance levels, subsidies will have to play a key-role according to two observations. Firstly, the subsidies were greater for by-products (50%) than for ofmsw (39.5%). These findings were linked to the presence of another item in the mix of revenues for the ofmsw (see the net income by the treatment of municipal solid waste). Secondly, the analyses documented that the projects would be unprofitable in the absence of public support [34,50].

The selling of both digestate and food-grade  $\text{CO}_2$  (through outsourcing) improves not only the environmental performance of

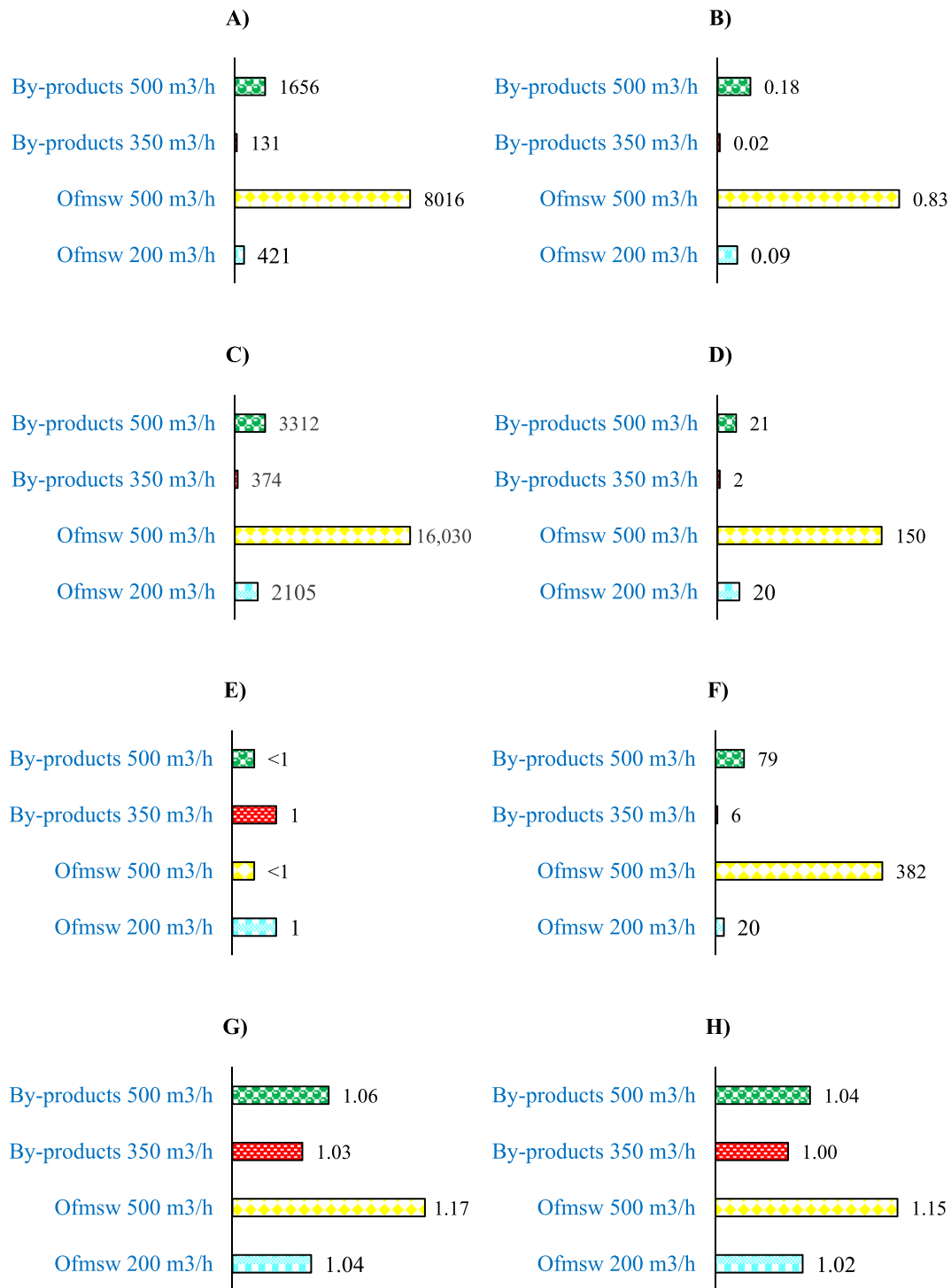
these plants, but it also has economic advantages [57]. The selling price of digestate was fixed equal to 50 €/t, because after its recovery can be sold as compost to adjacent territories. Digestate can be used as a bio-fertilizer under some technical roles [58] and some countries have implemented certification schemes for producers to favour the sale of digestate [59]. The net revenue of  $\text{CO}_2$  was assumed equal to 10 €/t and when it is recovered at a high level of purity, can be used in the food industry [27]. The distribution of discounted cash inflows are presented in Figure A4.

The NPV was the main indicator used in the economic analyses because it provides a more complete picture of the potential of the proposed project, based upon quantifying the economic value of money [60]. Its limit is represented by estimates of the cash flows. Other indicators confirmed that a 500  $\text{m}^3/\text{h}$  ofmsw plant has a dominant position in comparison with other sized plants.

The PI is a dimensionless indicator, which is useful when there is a constraint in the budget. Profits vary from 2 € cent to 83 € cents for 1 € of capital invested. The NPV/P makes it possible to estimate the impact of economies of scale. Its increase was 2938 €/( $\text{m}^3/\text{h}$ ) for by-products and 13,925 €/( $\text{m}^3/\text{h}$ ) for the ofmsw. These values were not influenced by the scheme of subsidies (there were no corrective coefficients for small sizes). The advantage of NPV/P is that it can measure homogeneous data.

Also, the NPV/S provided a clear projection: the value for an ofmsw plant of 200  $\text{m}^3/\text{h}$  was similar than the value for a by-product's plant of 500  $\text{m}^3/\text{h}$ . The same corrective coefficient was applied to both substrates although their environmental impacts were different. In addition, each substrate was calculated to have a specific biomethane yield, which was equal to 75  $\text{m}^3/\text{biomethane}$  and 50  $\text{m}^3/\text{biomethane}$  for ofmsw and by-products, respectively. In this way, 500  $\text{m}^3/\text{h}$  plants could operate at full capacity with 53,333 tons of organic waste or 80,000 tons of by-products/year. The strength of this indicator was based upon its capacity to measure the economic performance based upon variable feedstocks availabilities.

The DPBT was set to be equal to 1 year for the minimum sizes, while it was lower than 1 year for both types of 500  $\text{m}^3/\text{h}$  plants. The operation costs (mainly maintenance and overhead of biogas production) represent about 80% of discounted cash outflows and consequently, the percentage of investment costs was less significant. In addition, the work assumed the use of third-party funding and a period of debt equal to fifteen years. In this way, the payment will be spread over multiple years rather than be concentrated in early years. Certainly, other configurations of debt payback are possible but nonetheless the value of DPBT will remain low, which



**Fig. 4.** Profitability analysis of biomethane plants – Baseline business model. Legend: A) Net Present Value (thousand €); B) Profitability Index (€/€); C) Net Present Value/Size (€/m<sup>3</sup>/h); D) Net Present Value/Substrate (€/ton); E) Discounted Payback Time (years); F) Discounted Do Nothing Cost 1 year (thousand €); G) Discounted Cost-Benefit Ratio (€/€) and H) Discounted Cost-Benefit Ratio without Discounted Net Externality (€/€).

is a characteristic of projects with a low value of investment share [61]. It is straightforward to calculate the DPBT and substitutes the payback time (PBT), as it considers the value of money.

However, the DPBT has a great limit: it fails to consider the profitability of the entire project, because it considers cash flows from the initiation of the project until the payback period and fails to analyse the cash flows after the payback period.

The NPV evaluates the entire lifetime of the project. In three out of the four case-studies examined in this research (the 500 m<sup>3</sup>/h ofmsw plant was the exception) there were negative values of the discounted cash flows after the end of the subsidization-period. Several changes of sign among cash in-flows determined the presence of multiple IRR, therefore it was not possible to calculate this indicator. The DDNC can be used to measure the socio-economic

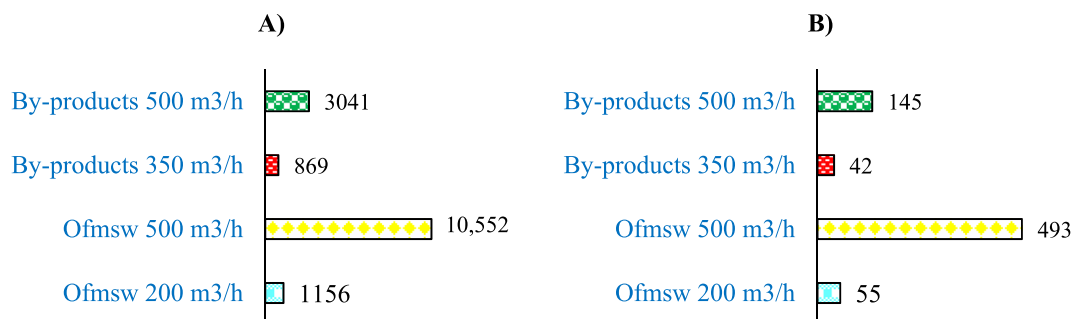


Fig. 5. Profitability analyses of biomethane plants – Alternative business models. Legend: A) Net Present Value (thousand €) and B) Discounted Do Nothing Cost 1 year (thousand €).

impacts of an investment (revenues not realized assume a negative sign and can be interpreted as costs). It captures the delay determined by low public acceptance. In addition, it measures the possible delay linked to uncertainties associated with the introduction of incentives. The DDNC-1 varies from 6 thousand € to 382 thousand €.

Finally, the DBCR is an indicator often used by policy-makers, because it captures the value of externalities. The BIO-CNG is an alternative to CNG that can reduce the fossil-carbon-based levels of GHG emissions and provides environmental advantages that can be translated into economic terms. The DBCR is a dimensionless indicator and the value of discounted benefits is about 17% greater than relative costs in 500 m<sup>3</sup>/h ofmsw plant. It ranged from 1.03 to 1.06 in other case studies. The DBCR, in the absence of DNE, is coherent to NPV. The weight of DNE was equal to 2–3% among discounted benefits.

An interesting alternative business model was represented by the opportunity of a joint implementation between biomethane producer and methane distributor [50]. In fact, the number of methane filling stations in Italy is at the highest level in the European context, but its distribution in the Italian territory is patchy. Some consumers chose not to use this fuel because they do not have a methane filling station close to them. For this reason, the Italian Government has supported the implementation of new activities, as part of its policy strategy (GU no.65 of 19-03-2018) [36].

Fig. 5 shows economic results of this alternative scenario. Specifically, the attention was concentrated on two indicators: i) the NPV, which calculated the exact value of profits to be derived by implementation of the project and ii) the DDNC, which measured the economic costs associated with the delay in implementation of green plants.

Results of analyses of the alternative business models showed an increase of about 2108–2770 € for m<sup>3</sup>/h regarding by-products, while this change was more significant for the ofmsw (about 3675–5072 € for m<sup>3</sup>/h).

The application of a new corrective coefficient increased the value of subsidies. They were always the first items among discounted cash in-flows, but the increase of profits was determined mainly by the selling price of the biomethane. In fact, final consumers' price of natural gas was equal to 0.529 €/m<sup>3</sup> (that is greater than 0.25 €/m<sup>3</sup> used in the baseline scenario). Its percentage weight changed from 25% to 40% for by-products and from 20% to 33% for the ofmsw – Figure A5.

Finally, the development of new methane filling stations and biomethane plants after one year presents a reduction of NPV that was greater than the baseline business model, ranging from 42 thousand € to 493 thousand €.

Sensitivity and scenario analysis are useful to prove robustness of results. Previous works had identified the following critical

variables: subsidies, selling price of biomethane, net income linked to ofmsw treatment, digestate recovery [27], investment costs of biogas production, transport costs of substrates and percentage of maintenance and overhead costs in biogas production [19]. In addition, as defined in section 2.1, opportunity cost of capital is a key-variable in all analysis in which DCF is used as methodology.<sup>2</sup> Bearing this in mind, we conducted an extensive sensitivity analysis, considering all critical variables. This assessment showed how our results are not appreciably affected by variations in the opportunity cost of capital (see Table A8). As for the other critical variables, we proposed alternative scenarios that confirm results proposed in literature (Tables A9–A10). On the one hand, the key role played by subsidies on cash inflows was confirmed; and on the other hand, it emerged how this role is associated to the maintenance and overhead costs in biogas production among cash outflows. Additionally, plant size influences significantly the profitability with a high risk of not reaching economic profitability being associated to the smaller sizes.

### 3.2. The opportunity of implementation of a circular economy model for the Municipality of Rome

The waste mismanagement in Italy concerns several parts of Italy [62,63] and a recent crisis has involved the city of Rome [64].

A possible way forward for improving municipal management of wastes could be via implementation of the adoption of a CE model to take the maximum advantage from waste with the goal of zero landfilling, and re-introducing waste into productive processes. Indeed, waste recovery and its transformation into clean energy can contribute positively to countering fossil-carbon based fuel's contributions to worsening of climate changes [65].

In this way, the realization of biomethane plants could be an example of making progress toward an Italian CE. At the same time, a double-green transition could be achieved by: i) increasing the share of Renewables in the Transport sector (RES-T); and ii) by improving waste management practices. In fact, citizens have an interest to increase the separated waste collection rate to reduce the unsorted waste and to transform organic waste into a green resource [6]. The benefits to agricultural productivity via the usage of the fermentate also need to be underscored, as much as the aesthetic and economically positive impacts on the tourism sector due to an efficient, clean and proper management of MSWs [66].

The number of biomethane plants necessary to manage the

<sup>2</sup> We allowed for variations of the opportunity cost of capital in the range 1–10%; the baseline value was assumed equal to 5%. Concerning the other critical variables, one pessimistic scenario and one optimistic scenario were analysed according to values proposed in the literature [19,27].

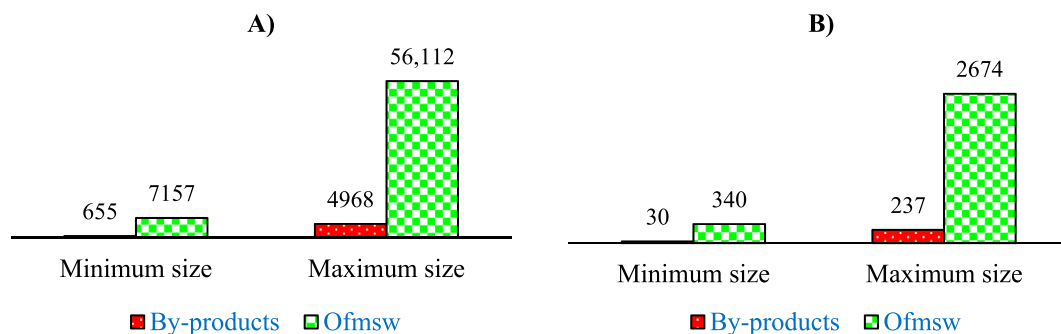


Fig. 6. Overall economic results – The Baseline Business Model.

Legend: A) Overall Net Present Value (thousand €) and B) Discounted Do Nothing Cost 1 year (thousand €).

MSWs of the municipality of Rome in terms of substrate available was calculated in two economic scenarios: i) the first “Minimum size”, envisioned having seventeen 200 m<sup>3</sup>/h ofmsw plants and five 350 m<sup>3</sup>/h by-products plants and ii) the second “Maximum size”, envisioned the need for seven 500 m<sup>3</sup>/h ofmsw plants and three 500 m<sup>3</sup>/h by-products plants.

The choice between the “Minimum size” and “Maximum size” was not based solely upon an economic motivation. Indeed, the recovery of waste produced within the same neighbourhood represents a good practice of waste management [67]. However, several elements need to be considered when defining the ‘right plant size’.

Transport costs were considered in this model, and their impacts were greater when centralized plants were implemented. In addition, environmental costs were associated with transportation of wastes and by-products to and from the transformation plants. Consequently, the optimal plant sizes will depend upon economic and environmental costs. The social acceptance of the plants must be monitored understanding the motivations of possible opposition of citizens living in close proximity to the future biomethane production facilities. The positive reception of the people must be nurtured by education, involvement and empowerment [68].

Overall economic results linked to the economic scenarios were proposed in Fig. 6 and Fig. 7 for baseline and alternative business models, respectively.

The findings of this research shows how the development in the municipality of Rome of biomethane can provide a total NPV that varies from 7.8 million € to 61.1 million € (baseline business model).

Hence, postponing the implementation of sustainable waste management practices represents a delay in benefitting from the economic opportunities. However, it also represents an environmental threat associated, with continued reliance upon fossil-carbon-based energy sources, some of which can be provided as bio-based energy and can thereby, reduce Rome’s overall fossil-carbon footprint.

RGHGN<sub>CV</sub> of a NGV that use BIO-CNG than CNG is equal to a reduction of: i) 1670 kgCO<sub>2</sub>eq/year in the “baseline green scenario”; ii) 1520 kgCO<sub>2</sub>eq/year in the “alternative green scenario”; and iii) 1820 kgCO<sub>2</sub>eq/year in the “alternative strongly green scenario”.

Considering feedstock availability in the Municipality of Rome, a potential production of biomethane was estimated to be equal to 37.6 million m<sup>3</sup> (26,306 thousand m<sup>3</sup> from the ofmsw and 11,281 thousand m<sup>3</sup> from by-products).

Assuming that the consumption of a NGV is equal to 1333 m<sup>3</sup> (see section 3.2), the total number of NGVs (fuelled by CNG or Liquefied Natural Gas (LNG)) is equal to 28,200. Hence, the current entire demand of this territory can be satisfied. Such a switch to biomethane would yield a reduction of GHG emissions by 47

thousand ton CO<sub>2</sub>eq/year in the *baseline green scenario*. This value varies from 43 to 51 thousand-ton CO<sub>2</sub>eq/year in the *alternative scenarios* – Fig. 8.

### 3.3. Discussion

The projected results are specific for the Municipality of Rome, in which the recycling rate of 44% was far below the target for MSW of 65%. This could represent an obstacle for the market uptake of biomethane in terms of local feedstock availability. Therefore, much work must be done to inform, engage and empower the involvement of Rome’s citizens in the effective development of an optimal MSW management system, which requires the implementation of appropriate separate collection for all types of wastes.

Recycling results crucially depend upon households’ participation [69] and the related awareness about the recycling practices and overall resulting benefits [70]. This, in turn, could reduce the amount of landfill taxes paid by citizens and would improve the quality of recycled materials to increase the yield of biomethane [71]. In this perspective, information campaigns concerning waste management practices play a vital role [72].

The approach and methodologies employed by the authors of this paper, can be replicated in other cities providing support for local and global communities for achieving CEs and based dramatic reductions in emissions of GHG from fossil-carbon sources while supporting the double-green transition.

Societal sustainability requires involvement and support from people of all levels of society to replace negative outcomes from unsustainable societal models with integrative CE systems at rural and cities around the world [73]. However, for these transitions to become realities a strong synergy must be created. For instance, although incentives are provided by the central government, the authorizations for the realization of the biomethane plants are controlled at the local level (regional or municipal).

Biomethane can be defined as a value-added resource and the Swedish context is a best-practice to follow [13,14,58]. The adoption of this double-green revolution in the transport sector for the Municipality of Rome will also provide advantages to the agricultural sector by improving soil quality, reducing needs for fertilizer. This will improve food security in the region, as well. Other profits will be linked to: private and/or public activities involved in the waste management system (profits derived by the recovery of the ofmsw); the creation of new green jobs and the reduction of potential penalties (transport fuel retailers have the obligation to sell advanced biofuels).

This type of initiative must be supported via a multi-year approach of tax relief and incentives along the whole waste management chain to encourage the transition phases by driving new investments and by establishing greater market certainty for



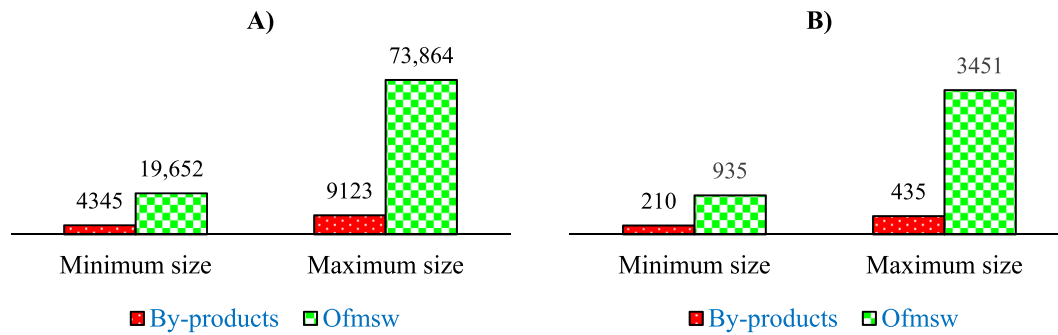


Fig. 7. Overall economic results – The Alternative Business Model. Legend: A) Overall Net Present Value (thousand €) and B) Discounted Do Nothing Cost 1 year (thousand €).

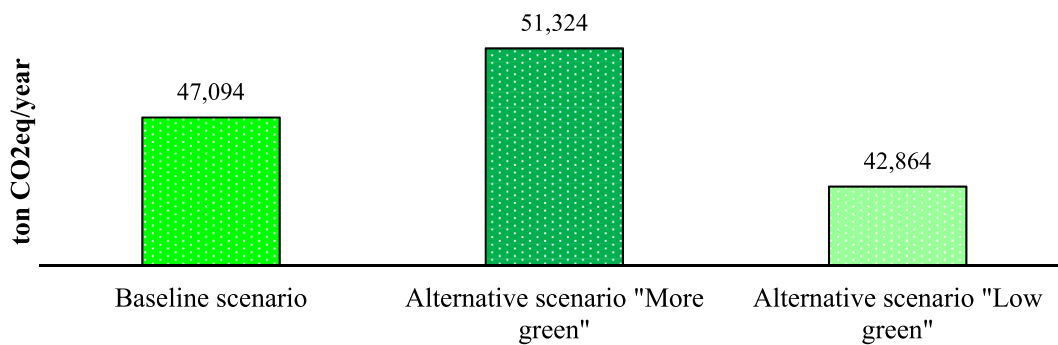


Fig. 8. Overall environmental results.

involved stakeholders [74]. Biomethane is an energy carrier, which can help the Municipality of Rome to achieve the targets set by the Renewable Energy Directive (2009/28/EC, REDI) as well as to the achieve targets for 2030 agreed upon in the compromise recently achieved on the recast of the directive (REDII) [16]. At a regional scale, the same principle can be applied to different Italian Regions to sensitize 'reluctant' politicians to agree to the urgent need to create a fertile ground for biomethane system development from the production to consumption phase.

There is the need to replace old vehicles (in particular if fuelled by petrol and diesel) with new electric and BIO-CNG vehicles and by building and operating a fueling infrastructure mainly for heavy, methane-using vehicles, for transport of cargo and for public transport, which will drive the utilization of biomethane in the total transport industry [75]. This can be advantageous to the automotive manufacturers and to the recyclers because old vehicles contain many valuable materials and components. Particularly, Italy, being one of the largest vehicle markets in the European Union is a relevant example for a market where the uptake of BIO-CNG vehicles has lagged far behind expectations. In this vein, the design of effective public policies and investor strategies designed to create markets for alternative fuel vehicles are urgently required [76].

In this context, the key factors potentially affecting the development of biomethane for the transport sector in a CE perspective entails the delivery of infrastructure, tax exemptions and incentives, changes in consumer knowledge, attitudes and behaviours, as well as a systematic coordination among stakeholders in different markets [23,77].

Overall, the transition towards a model of CE capable of valorising currently wastes materials is a particularly complex task, given that the matching between demand and supply is based upon education, attitudes, markets (e.g. innovation, preferences, duties, etc.) and policy dynamics (e.g. incentives, subsidies, tax relief, etc.)

[78,79]. New models of energy production usually require research and technological transfer among various value-chain actors which, are often hampered by economic and institutional issues (i.e. high transaction costs; imperfect appropriability of R&D outcomes) [80,81]. Also, kindergarten through life-long education about the climate change-related urgencies to accelerate the transition to equitable, liveable, sustainable, post-fossil carbon societies, is urgently needed.

This study is able to provide some policy suggestions that can be applied to favour the development of biomethane plants, as part of the Next Generation EU recovery plan. In particular, two actions are identified and suggested. The application of a corrective coefficient applied to the small plants in function of size. This can be applied for substrates compatible to the double counting (e.g. by-products) with the exception of the ofmsw. This policy measure would significantly reduce the economic risks associated to the realization of 350 m<sup>3</sup>/h by-products plants – the same being true for plants with a smaller size. In addition, a bonus could be provided for digestate obtained by the biogas-biomethane chain – a measure that could be meaningfully applied also to 200 m<sup>3</sup>/h ofmsw plants. Building on the model presented here, a full economic assessment of the profitability of these measures could be done in a future work.

#### 4. Conclusions

The authors of this paper analysed the roles of biomethane in a CE transition that is based upon integration of renewable energy management and waste management at the urban level. The results of the analyses were found to be influenced by the incentive scheme for the production of biomethane together with the revenues linked to the management of organic wastes. The construction and operation of larger plants (500 m<sup>3</sup>/h) was projected to be associated with

significant economic improvements when compared with constructing and using smaller biomethane production plants. The results showed how the delay of the implementation of biomethane plants would cause significant economic losses, ranging from 370 thousand € to 2.9 million € (baseline scenario).

The feedstock availability in the Municipality of Rome can assure production of biomethane equal to 37.6 million m<sup>3</sup> (26,306 thousand m<sup>3</sup> from the ofmsw and 11,281 thousand m<sup>3</sup> from by-products), which is sufficient to fuel about 28,200 NGVs with an overall reduction of GHG emissions equal to 47 thousand tons of CO<sub>2</sub>eq/year. As a result, the whole fuel demand for transportation in this territory can be entirely satisfied.

The definition of a double-green model of waste management and renewable energy management can pave the way to the increase of implementation of a wide variety of sustainable processes based on resource circularity as part of a broader CE, to capture the enormous potential of using currently wasted resources as sources for biomethane and agricultural fertilizers. In this perspective, biomethane plants can transform huge quantities of waste into clean energy which will help to reduce the fossil-carbon footprint of the transport sector.

Finally, the implementation of new biomethane plants is a green choice but it must be integrated with other policies such as the realization of new fuelling stations and the increase usage of NGVs. Therefore, national and local policies should be integrated to accelerate the green transition of transport sectors.

As a final remark, it is important to note that the analyses conducted for this paper were not complete since they were primarily built on two pillars of sustainability, namely economic and environmental. However, our findings may open the path for future investigations that, along with deepening economic and environmental aspects, also consider the social aspects. Specifically, future lines of research should: (i) consider different stakeholders' perspectives to catalyse the social acceptance of green plants; (ii) investigate self-sufficient conditions for renewable energy supply in urban areas; (iii) provide a better understanding of the choices between "Minimum size" and "Maximum size" (e.g. the proximity issue); and assign a major economic penalty for fossil-carbon-based carbon dioxide emissions (e.g. the "Polluters Pay Principle").

## Declaration of competing interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

## Acknowledgements

Special thanks go to Prof. Mats Eklund for precious comments provided in various occasions. We are grateful to the Federmetano (with a special thanks to the President Licia Balboni), Region Lazio and the Municipality of Rome for their valuable support. Finally, we are grateful to Emanuele Coppola for preparing the Graphical abstract.

## Appendix A. Supplementary data

Supplementary data to this article can be found online at <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.10.072>.

## References

[1] D. Pearlmutter, D. Theochari, T. Nehls, P. Pinho, P. Piro, A. Korolova, S. Papaefthimiou, M.C.G. Mateo, C. Calheiros, I. Zluwa, U. Pitha, P. Schosseler, Y. Florentin, S. Ouannou, E. Gal, A. Aicher, K. Arnold, E. Igondová, B. Pucher,

Enhancing the circular economy with nature-based solutions in the built urban environment: green building materials, systems and sites, *Blue-Green Syst.* 2 (2020) 46–72, <https://doi.org/10.2166/bgs.2019.928>.

[2] K.P. Tsagarakis, A. Mavragani, A. Jurelionis, I. Prodan, T. Andrian, D. Bajare, A. Korjakins, S. Magelinskaite-Legkauskiene, V. Razvan, L. Stasiuliene, Clean vs. Green: redefining renewable energy. Evidence from Latvia, Lithuania, and Romania, *Renew. Energy* 121 (2018) 412–419, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.020>.

[3] V. Zeller, E. Towa, M. Degrez, W.M.J. Achten, Urban waste flows and their potential for a circular economy model at city-region level, *Waste Manag.* 83 (2019) 83–94, <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2018.10.034>.

[4] M. Bagheri, R. Esfilar, M. Sina Golchi, C.A. Kennedy, Towards a circular economy: a comprehensive study of higher heat values and emission potential of various municipal solid wastes, *Waste Manag.* 101 (2020) 210–221, <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2019.09.042>.

[5] T. Tomić, D.R. Schneider, The role of energy from waste in circular economy and closing the loop concept – energy analysis approach, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 98 (2018) 268–287, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.029>.

[6] C. Ingraio, J. Bacenetti, J. Adamczyk, V. Ferrante, A. Messineo, D. Huisingsh, Investigating energy and environmental issues of agro-biogas derived energy systems: a comprehensive review of Life Cycle Assessments, *Renew. Energy* 136 (2019) 296–307, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.01.023>.

[7] N. Scarlat, J.F. Dallemand, F. Fahl, Biogas: developments and perspectives in Europe, *Renew. Energy* 129 (2018) 457–472, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.006>.

[8] T. Zhu, J. Curtis, M. Clancy, Promoting agricultural biogas and biomethane production: lessons from cross-country studies, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 114 (2019) 109332, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109332>.

[9] W.M. Budzianowski, M. Brodacka, Biomethane storage: evaluation of technologies, end uses, business models, and sustainability, *Energy Convers. Manag.* 141 (2017) 254–273, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.08.071>.

[10] IRENA, Biogas for road vehicles technology brief, *Int. Renew. Energy Agency* (2017) 1–62, <https://www.irena.org/>. (Accessed 5 June 2019).

[11] G. Lorenzi, P. Baptista, Promotion of renewable energy sources in the Portuguese transport sector: a scenario analysis, *J. Clean. Prod.* 186 (2018) 918–932, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.03.057>.

[12] T. Horschig, P.W.R. Adams, E. Gawel, D. Thrän, How to decarbonize the natural gas sector: a dynamic simulation approach for the market development estimation of renewable gas in Germany, *Appl. Energy* 213 (2018) 555–572, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.11.016>.

[13] J. Ammenberg, S. Anderberg, T. Lönnqvist, S. Grönkvist, T. Sandberg, Biogas in the transport sector—actor and policy analysis focusing on the demand side in the Stockholm region, *Resour. Conserv. Recycl.* 129 (2018) 70–80, <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2017.10.010>.

[14] T. Lönnqvist, S. Grönkvist, T. Sandberg, Forest-derived methane in the Swedish transport sector: a closing window? *Energy Pol.* 105 (2017) 440–450, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.003>.

[15] K. Rajendran, B. O'Gallachoir, J.D. Murphy, The combined role of policy and incentives in promoting cost efficient decarbonisation of energy: a case study for biomethane, *J. Clean. Prod.* 219 (2019) 278–290, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.01.298>.

[16] M. Prussi, M. Padella, M. Conton, E.D. Postma, L. Lonza, Review of technologies for biomethane production and assessment of Eu transport share in 2030, *J. Clean. Prod.* 222 (2019) 565–572, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.02.271>.

[17] R. Cremiato, M.L. Mastellone, C. Tagliaferri, L. Zaccariello, P. Lettieri, Environmental impact of municipal solid waste management using Life Cycle Assessment: the effect of anaerobic digestion, materials recovery and secondary fuels production, *Renew. Energy* 124 (2018) 180–188, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.06.033>.

[18] F. Valenti, S.M.C. Porto, R. Selvaggi, B. Pecorino, Evaluation of biomethane potential from by-products and agricultural residues co-digestion in southern Italy, *J. Environ. Manage.* 223 (2018) 834–840, <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2018.06.098>.

[19] F. Cucchiella, I. D'Adamo, M. Gastaldi, M. Miliacca, A profitability analysis of small-scale plants for biomethane injection into the gas grid, *J. Clean. Prod.* 184 (2018) 179–187, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.02.243>.

[20] S. Michailos, M. Walker, A. Moody, D. Poggio, M. Pourkashanian, Biomethane production using an integrated anaerobic digestion, gasification and CO<sub>2</sub> biomethanation process in a real waste water treatment plant: a techno-economic assessment, *Energy Convers. Manag.* 209 (2020) 112663, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112663>.

[21] F. Ferella, F. Cucchiella, I. D'Adamo, K. Gallucci, A techno-economic assessment of biogas upgrading in a developed market, *J. Clean. Prod.* 210 (2019) 945–957, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.11.073>.

[22] E. Barbera, S. Menegon, D. Banzato, C. D'Alpaos, A. Bertuccio, From biogas to biomethane: a process simulation-based techno-economic comparison of different upgrading technologies in the Italian context, *Renew. Energy* 135 (2019) 663–673, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.052>.

[23] M. Fallde, M. Eklund, Towards a sustainable socio-technical system of biogas for transport: the case of the city of Linköping in Sweden, *J. Clean. Prod.* 98 (2015) 17–28, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.05.089>.

[24] N. Kassem, J. Hockey, C. Lopez, L. Lardon, L.T. Angenent, J.W. Tester, Integrating anaerobic digestion, hydrothermal liquefaction, and

- biomethanation within a power-to-gas framework for dairy waste management and grid decarbonization: a techno-economic assessment, *Sustain. Energy Fuels* (2020), <https://doi.org/10.1039/DOSE00608D>.
- [25] I. D'Adamo, P.M. Falcone, M. Gastaldi, P. Morone, RES-T trajectories and an integrated SWOT-AHP analysis for biomethane. Policy implications to support a green revolution in European transport, *Energy Pol.* 138 (2020) 111220, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111220>.
- [26] S. Rasi, K. Timonen, K. Joensuu, K. Regina, P. Virkajärvi, H. Heusala, E. Tampio, S. Luostarinen, Sustainability of vehicle fuel biomethane produced from grass silage in Finland, *Sustainability* 12 (2020) 3994, <https://doi.org/10.3390/su12103994>.
- [27] I. D'Adamo, P.M. Falcone, F. Ferella, A socio-economic analysis of biomethane in the transport sector: the case of Italy, *Waste Manag.* 95 (2019) 102–115, <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2019.06.005>.
- [28] A. Singlitico, J. Goggins, R.F.D. Monaghan, The role of life cycle assessment in the sustainable transition to a decarbonised gas network through green gas production, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 99 (2019) 16–28, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.040>.
- [29] M. Eriksson, I. Strid, P.A. Hansson, Carbon footprint of food waste management options in the waste hierarchy - a Swedish case study, *J. Clean. Prod.* 93 (2015) 115–125, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.01.026>.
- [30] Cucchiella, I. D'Adamo, M. Gastaldi, An economic analysis of biogas-biomethane chain from animal residues in Italy, *J. Clean. Prod.* 230 (2019) 888–897, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.05.116>.
- [31] P. Rotunno, A. Lanzini, P. Leone, Energy and economic analysis of a water scrubbing based biogas upgrading process for biomethane injection into the gas grid or use as transportation fuel, *Renew. Energy* 102 (2017) 417–432, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.062>.
- [32] IEA, World Energy Outlook 2017, 2017, <https://doi.org/10.1787/weo-2017-en>.
- [33] K. Rajendran, J.D. Browne, J.D. Murphy, What is the level of incentivisation required for biomethane upgrading technologies with carbon capture and reuse? *Renew. Energy* 133 (2019) 951–963, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.091>.
- [34] E. Chan Gutiérrez, D.M. Wall, R. O'Shea, R.M. Novelo, M.M. Gómez, J.D. Murphy, An economic and carbon analysis of biomethane production from food waste to be used as a transport fuel in Mexico, *J. Clean. Prod.* 196 (2018) 852–862, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.06.051>.
- [35] R. O'Shea, D. Wall, I. Kilgallon, J.D. Murphy, Assessment of the impact of incentives and of scale on the build order and location of biomethane facilities and the feedstock they utilise, *Appl. Energy* 182 (2016) 394–408, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.063>.
- [36] MISE, Interministerial Decree of 2 March 2018, Promotion of the use of biomethane and other advanced biofuels in the transportation sector. <https://www.mise.gov.it/index.php/it/>, 2018. (Accessed 5 June 2019).
- [37] European Commission, Subject: State Aid SA.48424 (2017/N) – Italy, Support scheme for the production and distribution of advanced biomethane and other advanced biofuels for use in the transport sector. <https://ec.europa.eu/>, 2018. (Accessed 8 June 2019).
- [38] G. Chinnici, R. Selvaggi, M. D'Amico, B. Pecorino, Assessment of the potential energy supply and biomethane from the anaerobic digestion of agro-food feedstocks in Sicily, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 82 (2018) 6–13, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.018>.
- [39] F. Ferella, Optimization of a plant for treatment of industrial waste solutions: experimental and process analysis, *J. Environ. Chem. Eng.* 6 (2018) 377–385, <https://doi.org/10.1016/j.jece.2017.12.018>.
- [40] W.M. Budzianowski, D.A. Budzianowska, Economic analysis of biomethane and bioelectricity generation from biogas using different support schemes and plant configurations, *Energy* 88 (2015) 658–666, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.104>.
- [41] F.M. Baena-Moreno, L. Pastor-Pérez, Q. Wang, T.R. Reina, Bio-methane and bio-methanol co-production from biogas: a profitability analysis to explore new sustainable chemical processes, *J. Clean. Prod.* 265 (2020) 121909, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121909>.
- [42] F.M. Baena-Moreno, I. Malico, M. Rodríguez-Galán, A. Serrano, F.G. Feroso, B. Navarrete, The importance of governmental incentives for small biomethane plants in South Spain, *Energy* 206 (2020) 118158, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118158>.
- [43] F. Ferella, A. Puca, G. Taglieri, L. Rossi, K. Gallucci, Separation of carbon dioxide for biogas upgrading to biomethane, *J. Clean. Prod.* 164 (2017) 1205–1218, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.07.037>.
- [44] J. Ammenberg, R. Feiz, Assessment of feedstocks for biogas production, part II—results for strategic decision making, *Resour. Conserv. Recycl.* 122 (2017) 388–404, <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2017.01.020>.
- [45] P. Collet, E. Flottes, A. Favre, L. Raynal, H. Pierre, S. Capela, C. Peregrina, Techno-economic and Life Cycle Assessment of methane production via biogas upgrading and power to gas technology, *Appl. Energy* 192 (2017) 282–295, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.181>.
- [46] T.T.Q. Vo, D.M. Wall, D. Ring, K. Rajendran, J.D. Murphy, Techno-economic analysis of biogas upgrading via amine scrubber, carbon capture and ex-situ methanation, *Appl. Energy* 212 (2018) 1191–1202, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.099>.
- [47] L. Valli, L. Rossi, C. Fabbri, F. Sibilla, P. Gattoni, B.E. Dale, S. Kim, R.G. Ong, S. Bozzetto, Greenhouse gas emissions of electricity and biomethane produced using the Biogasdoneright™ system: four case studies from Italy, *Biofuels*, *Bioprod. Biorefining.* 11 (2017) 847–860, <https://doi.org/10.1002/bbb.1789>.
- [48] DENA, The role of natural gas and biomethane in the fuel mix of the future in Germany. <https://www.dena.de/en/home/>, 2011. (Accessed 5 June 2019).
- [49] Markets Insider, CO2 European emission Allowances. <https://markets.businessinsider.com/commodities/co2-european-emission-allowances>, 2019. (Accessed 9 July 2019).
- [50] D.M. Wall, S. McDonagh, J.D. Murphy, Cascading biomethane energy systems for sustainable green gas production in a circular economy, *Bioresour. Technol.* 243 (2017) 1207–1215, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2017.07.115>.
- [51] European Biogas Association, EBA statistical report 2017. <https://www.europeanbiogas.eu/>, 2017. (Accessed 20 June 2019).
- [52] ACI, Self-portrait 2017. <http://www.aci.it/>, 2018. (Accessed 9 July 2019).
- [53] ISPRA, Urban waste report. <https://www.isprambiente.gov.it/it>, 2018. (Accessed 28 June 2019).
- [54] Rome Municipality, The urban hygiene sector in Rome. <https://www.comune.roma.it/web/it/welcome.page>, 2018. (Accessed 7 July 2019).
- [55] Regione Lazio, Regional energy plan. [http://www.regione.lazio.it/rl\\_main/](http://www.regione.lazio.it/rl_main/), 2017. (Accessed 28 June 2019).
- [56] Federmetano, Statistical data. <https://www.federmetano.it/>, 2018. (Accessed 9 July 2019).
- [57] F. Ardolino, F. Parrillo, U. Arena, Biowaste-to-biomethane or biowaste-to-energy? An LCA study on anaerobic digestion of organic waste, *J. Clean. Prod.* 174 (2018) 462–476, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.10.320>.
- [58] L. Hagman, A. Blumenthal, M. Eklund, N. Svensson, The role of biogas solutions in sustainable biorefineries, *J. Clean. Prod.* 172 (2018) 3982–3989, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.03.180>.
- [59] D. De Clercq, Z. Wen, F. Fan, Performance evaluation of restaurant food waste and biowaste to biogas pilot projects in China and implications for national policy, *J. Environ. Manage.* 189 (2017) 115–124, <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2016.12.030>.
- [60] M. Lauer, J.K. Hansen, P. Lamers, D. Thrän, Making money from waste: the economic viability of producing biogas and biomethane in the Idaho dairy industry, *Appl. Energy* 222 (2018) 621–636, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.026>.
- [61] S.C. Myers, N.S. Majluf, Richard A. Brealey, Stewart C. Myers, Allen Franklin, Principles of Corporate Finance, New York McGraw-Hill/Irwin, 2011, [https://doi.org/10.1016/0304-405X\(84\)90023-0](https://doi.org/10.1016/0304-405X(84)90023-0). Print. (1984).
- [62] G. D'Alisa, A.R. Germani, P.M. Falcone, P. Morone, Political ecology of health in the Land of Fires: a hotspot of environmental crimes in the south of Italy, *J. Polit. Ecol.* 24 (2017) 59–86.
- [63] M. Casazza, D. Huisingsh, S. Ulgiati, V. Severino, G. Liu, M. Lega, Product service system-based municipal solid waste circular management platform in campania region (Italy): a preliminary analysis, *Procedia CIRP* 83 (2019) 224–229, <https://doi.org/10.1016/j.procir.2019.03.085>.
- [64] M. Agovino, M. D'Uva, A. Garofalo, K. Marchesano, Waste management performance in Italian provinces: efficiency and spatial effects of local governments and citizen action, *Ecol. Indic.* 89 (2018) 680–695, <https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2018.02.045>.
- [65] L.A. Pellegrini, G. De Guido, S. Langé, Biogas to liquefied biomethane via cryogenic upgrading technologies, *Renew. Energy* 124 (2018) 75–83, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.08.007>.
- [66] G. Moretto, F. Valentino, P. Pavan, M. Majone, D. Bolzonella, Optimization of urban waste fermentation for volatile fatty acids production, *Waste Manag.* 92 (2019) 21–29, <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2019.05.010>.
- [67] L. Lombardi, G. Francini, Techno-economic and environmental assessment of the main biogas upgrading technologies, *Renew. Energy* 156 (2020) 440–458, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.04.083>.
- [68] P.M. Falcone, P. Morone, E. Sica, Greening of the financial system and fuelling a sustainability transition, *Technol. Forecast. Soc. Change* 127 (2018) 23–37, <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2017.05.020>.
- [69] A. Massarutto, F. Silvestri, Free municipal waste trade as an incentive to recycling. A theoretical study, *Econ. Policy Energy Environ* (2016) 89–107, <https://doi.org/10.3280/EFE2015-003005>.
- [70] B. Ornelas-Ferreira, L.C.S. Lobato, L.F.D. Colturato, E.O. Torres, L.M. Pombo, F.J.P. Pujatti, J.C. Araújo, C.A.L. Chernicharo, Strategies for energy recovery and gains associated with the implementation of a solid state batch methanization system for treating organic waste from the city of Rio de Janeiro - Brazil, *Renew. Energy* 146 (2020) 1976–1983, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.08.049>.
- [71] J.M. Ahlström, J. Zetterholm, K. Pettersson, S. Harvey, E. Wetterlund, Economic potential for substitution of fossil fuels with liquefied biomethane in Swedish iron and steel industry – synergy and competition with other sectors, *Energy Convers. Manag.* 209 (2020) 112641, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112641>.
- [72] K. Willis, C. Maureaud, C. Wilcox, B.D. Hardesty, How successful are waste abatement campaigns and government policies at reducing plastic waste into the marine environment? *Mar. Policy* 96 (2018) 243–249, <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2017.11.037>.
- [73] J. Xue, G. Liu, M. Casazza, S. Ulgiati, Development of an urban FEW nexus online analyzer to support urban circular economy strategy planning, *Energy* 164 (2018) 475–495, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.198>.
- [74] T. Horschig, A. Welfle, E. Billig, D. Thrän, From Paris agreement to business cases for upgraded biogas: analysis of potential market uptake for biomethane plants in Germany using biogenic carbon capture and utilization technologies, *Biomass Bioenergy* 120 (2019) 313–323, <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2018.11.022>.

- [75] K. Verbeeck, L.C. Buelens, V.V. Galvita, G.B. Marin, K.M. Van Geem, K. Rabaey, Upgrading the value of anaerobic digestion via chemical production from grid injected biomethane, *Energy Environ. Sci.* 11 (2018) 1788–1802, <https://doi.org/10.1039/C8EE01059E>.
- [76] D.P. von Rosenstiel, D.F. Heuermann, S. Hüsigg, Why has the introduction of natural gas vehicles failed in Germany?—lessons on the role of market failure in markets for alternative fuel vehicles, *Energy Pol.* 78 (2015) 91–101, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.12.022>.
- [77] M. Åhman, Biomethane in the transport sector—An appraisal of the forgotten option, *Energy Pol.* 38 (2010) 208–217, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.09.007>.
- [78] J. Kirchherr, D. Reike, M. Hekkert, Conceptualizing the circular economy: an analysis of 114 definitions, *Resour. Conserv. Recycl.* 127 (2017) 221–232, <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2017.09.005>.
- [79] K.P. Tsagarakis, Minimizing onsite organic household left-over waste: the emission benefits of keeping pet rabbits, *Recycling 2* (2017) 15, <https://doi.org/10.3390/recycling2030015>.
- [80] J. Korhonen, A. Honkasalo, J. Seppälä, Circular economy: the concept and its limitations, *Ecol. Econ.* 143 (2018) 37–46, <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2017.06.041>.
- [81] K.M. Keramitsoglou, R.C. Mellon, M.I. Tsagkaraki, K.P. Tsagarakis, Designing a logo for renewable energy sources with public participation: empirical evidence from Greece, *Renew. Energy* 153 (2020) 1205–1218, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.02.078>.

Prot. n. 048u/2021

Calderara di Reno (BO), 17 marzo 2021

*Invio via e-mail*

Alla c.a. **Sen. Daniele Pesco**

Presidente 5<sup>a</sup> Commissione - Bilancio  
SENATO DELLA REPUBBLICA  
[daniele.pesco@senato.it](mailto:daniele.pesco@senato.it)

**Sen. Dario Stefano**

Presidente 14<sup>a</sup> Commissione – Politiche  
dell'Unione Europea  
SENATO DELLA REPUBBLICA  
[dario.stefano@senato.it](mailto:dario.stefano@senato.it)

**Oggetto:** Osservazioni alla proposta di Piano Nazionale Ripresa e Resilienza – Il biometano e il gas naturale come opportunità di rilancio del Paese

### Chi siamo

Federmetano, costituita nel 1948, associa il maggior numero di proprietari di stazioni di servizio per la distribuzione del metano ad uso autotrazione a livello nazionale. Parte di questi operatori svolge anche attività di fornitura e trasporto di metano mediante carri bombolai per usi autotrazione, civile, industriale ed emergenze sui metanodotti, con una potenzialità di un milione di mc/giorno.

Rappresenta un quarto della rete italiana degli impianti di distribuzione del gas naturale per autotrazione (oltre 15 milioni di rifornimenti/anno). È presente sui tavoli tecnici e istituzionali a livello statale, regionale, locale e internazionale, come riferimento per l'elaborazione di norme di settore. Lo scopo principale di Federmetano è la tutela e lo sviluppo del gas naturale e del biometano per autotrazione in tutte le sue declinazioni:

- CNG (Compressed Natural Gas), gas naturale compresso di ampio utilizzo in Italia e in molte nazioni del mondo;
- LNG (Liquefied Natural Gas), gas naturale liquefatto, in forte espansione sia in Italia che nel mondo;
- Biometano e RNG (Renewable Natural Gas), gas naturale di origine biologica e da altre fonti rinnovabili (eolico, solare), sta rapidamente sostituendo il CH<sub>4</sub> fossile in Italia e in Europa;
- H-NG (Hydrogen & Natural Gas), la miscela di metano e idrogeno, è stata riconosciuta dalla comunità scientifica come il ponte tecnico per introdurre l'economia dell'idrogeno nel mercato energetico.

Dal 2009 Federmetano ha attivato un servizio di affiliazione per le officine del settore, riconosciute come fondamentale anello nel processo di revisione periodica dei serbatoi e di installazione di impianti a CNG su qualsiasi tipo di veicolo.

## Premessa

La proposta di Piano Nazionale Ripresa e Resilienza rappresenta una straordinaria occasione per individuare gli strumenti più **efficaci** per uscire dalla crisi che il Paese sta attraversando e per portare l'Italia sulla frontiera dello sviluppo europeo. Per arrivare a questo obiettivo, sono stati individuati nel PNRR 3 assi strategici: digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica e inclusione sociale.

Il metano e in particolare il biometano, ossia il gas naturale di origine biologica e rinnovabile, può svolgere un ruolo chiave per l'asse strategico "**Transizione Ecologica**", per realizzare la transizione verso un'economia rispettosa dell'ambiente, proseguendo sulla strada indicata dal PNIEC, dagli ambiziosi obiettivi del Green Deal europeo e dell'Agenda 2030. Riteniamo quindi fondamentale che questo vettore energetico - date le sue caratteristiche di sostenibilità ambientale, economica e sociale- nonché di immediata fruibilità - trovi un congruo spazio in questo importante provvedimento.

## Il ruolo del biometano nel PNRR

In un Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza improntato alla "transizione ecologica", alla "rivoluzione verde" e alla "mobilità sostenibile", e che si pone obiettivi quali "economia circolare", "riduzione dei gas climalteranti" e "incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili", il biometano trova la sua naturale collocazione.

Lo stesso **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima al 2030** (dicembre 2019) individua nel biometano una soluzione di primo piano per la decarbonizzazione e per rendere il "sistema gas" più sicuro, flessibile e resiliente, una soluzione da incentivare per il raggiungimento dei propri obiettivi e da sviluppare anche nei settori diversi dal trasporto.

Nel PNIEC è esplicitata infatti la necessità di riconoscere un maggiore peso del biometano nei trasporti: il provvedimento (pag. 61) prevede per il settore trasporti un **superamento degli obiettivi specifici della Direttiva europea sulle rinnovabili** (RED II, 3,5% al 2030) per quanto concerne i biocarburanti avanzati attraverso il meccanismo di incentivazione previsto per il biometano e gli altri biocarburanti avanzati (con D.M. 2 marzo 2018 e successivi decreti) fino al raggiungimento di un obiettivo intorno all'8%.

E ancora: *"l'obiettivo dei biocarburanti avanzati sarà raggiunto, orientativamente, per il 75% attraverso biometano avanzato (0,8 Mtep) e per il 25% attraverso gli altri biocarburanti avanzati (0,26 Mtep), fatte salve eventuali modifiche di ripartizione conseguenti alla effettiva disponibilità e economicità dei diversi tipi di biocarburante avanzato e alla saturazione della quota di biometano utilizzabile nel settore dei trasporti. Per il biometano avanzato proveniente da scarti agricoli e FORSU si conferma il target di almeno 1,1 mld di m3 al 2030;"*.

Con riferimento al sistema gas in generale, invece, tra le misure per il raggiungimento degli obiettivi di resilienza, sicurezza e flessibilità è stabilito *"l'incremento della diversificazione delle fonti di approvvigionamento, attraverso l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo del mercato del GNL e l'incremento in rete di quote crescenti dei gas rinnovabili (biometano, metano sintetico e a tendere idrogeno)"*.

Alla luce di quanto sopra esposto, riteniamo indispensabile che questo vettore energetico rinnovabile sia inserito ed espressamente menzionato all'interno del PNRR, in particolare nelle sezioni di seguito indicate.



## Missione 2 – Rivoluzione verde e transizione ecologica

Visti gli obiettivi generali di:

- *Rendere la filiera agroalimentare sostenibile, preservandone la competitività.*
- *Implementare pienamente il paradigma dell'economia circolare*
- *Ridurre le emissioni di gas clima-alteranti in linea con gli obiettivi 2030 del Green Deal*
- *Incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili e sviluppare rete trasmissione*
- *Sostenere la transizione verso mezzi di trasporto non inquinanti e le filiere produttive*

qui la realizzazione di impianti di produzione di biometano (da FORSU, da scarti agricoli e zootecnici, purificazione del biogas di discarica e trattamento dei fanghi delle acque reflue), anche mediante riconversione di impianti di biogas esistenti, nonché misure per un maggiore utilizzo del biometano nei trasporti, possono trovare esplicita menzione e la giusta collocazione nelle seguenti componenti:

### **Componente 1 Agricoltura sostenibile ed economia circolare**

*La componente "Agricoltura sostenibile Impresa verde ed economia circolare" ha come obiettivi prioritari la promozione della sostenibilità ambientale nella filiera dell'agricoltura, il sostegno a progetti innovativi di decarbonizzazione tramite processi di economia circolare, nonché la definizione di un piano nazionale per l'economia circolare, anche promuovendo la transizione verso processi sostenibili e certificati, che adottino i principi del Life Cycle Assessment (LCA) per la valutazione dell'impronta ambientale di prodotti e servizi nonché l'utilizzo di materiali biobased. La **prima linea d'azione, "Agricoltura sostenibile"**, prevede iniziative per la competitività, la riqualificazione energetica e la capacità logistica del comparto agroalimentare italiano. La **seconda**, intitolata **"Economia circolare e valorizzazione del ciclo integrato dei rifiuti"**, si concentra sul revamping di installazioni esistenti e la costruzione di nuovi impianti per la valorizzazione e la chiusura del ciclo dei rifiuti, affrontando in particolare situazioni critiche attualmente esistenti nella gestione dei rifiuti in grandi aree metropolitane del Centro e Sud Italia.*

Mentre **nella prima linea d'azione il biometano prodotto nella stessa filiera agricola può essere utilizzato come carburante anche per la logistica del comparto agroalimentare, nella seconda esso diventa il prodotto della valorizzazione della FORSU nelle aree metropolitane e potrebbe essere utilizzato – come già avviene nel bolognese, a Ravenna e Novara – per alimentare le flotte di autobus del Trasporto Pubblico Locale.**

### **Componente 2 Energia rinnovabile, idrogeno e mobilità sostenibile.**

*La componente interviene innanzitutto sulla produzione e la distribuzione di energia, **favorendo il ricorso alle fonti rinnovabili** e predisponendo le infrastrutture necessarie per la loro integrazione nel sistema elettrico nazionale e le infrastrutture per alimentare veicoli elettrici e per lo sfruttamento dell'idrogeno liquido. Tali interventi, finanziati dal PNRR, contribuiranno al conseguimento degli obiettivi UE, resi ancor più sfidanti dalla revisione della normativa in essere in sede europea (Fit for 55 package) e che saranno incorporati nella revisione del PNIEC.*

[...]

*La componente interviene anche tramite un'azione di **decarbonizzazione dei trasporti**, con particolare attenzione al rinnovo del parco rotabile degli enti locali – che risulta fra i più vetusti dell'Unione europea – e **soluzioni green di mobilità pubblica**. L'approccio adottato punterà a far sì che la domanda pubblica di veicoli, treni e navi ad emissioni basse o nulle sia accompagnato dallo sviluppo della produzione nazionale in tutte le componenti delle relative filiere. Anche per quanto riguarda la mobilità privata si interverrà con soluzioni che tengano conto della filiera di produzione più efficace ed efficiente.*



In questa componente, il biometano e l’RNG andrebbero affiancati all’eolico e al fotovoltaico nelle misure di sostegno previste nella **linea di azione** relativa alla **Produzione di energia da fonti rinnovabili**.

L’RNG (Renewable Natural Gas) noto anche come P2G (Power to Gas) si sta diffondendo velocemente in molte nazioni (vedi Germania e USA), in quanto rappresenta un utile vettore energetico per stoccare e trasportare quell’energia elettrica da fonte rinnovabile che sarebbe altrimenti dissipata quando la produzione è maggiore dei consumi. Tale pratica si configura anche come un indiretto incentivo all’installazione di impianti di produzione di energia elettrica da rinnovabile (eolico, solare ecc.) in quanto si garantisce al produttore/investitore che tutta l’energia prodotta possa essere venduta.

Con riferimento invece alla linea di azione **Trasporti locali sostenibili, ciclovie e rinnovo parco rotabile**, alla luce di quanto sopra scritto, **le misure previste per il progetto Rafforzamento dell’industria dei trasporti green e delle relative filiere nazionali dovrebbero includere anche i mezzi a gas naturale, utilizzabili con il biometano, declinato nella forma bioCNG e bioLNG**. È proprio durante il 2019 che sono stati immatricolati i primi autobus alimentati a LNG, che hanno raggiunto la quota di oltre 50 unità durante il 2020 e che potranno essere alimentati a bioLNG. Peraltro facciamo rilevare che tra i costruttori di questi mezzi vi sono anche aziende nazionali.

### **Missione 3 – Infrastrutture per una mobilità sostenibile**

Visti gli obiettivi generali di:

- *Realizzare un sistema infrastrutturale di mobilità moderno, digitalizzato e sostenibile dal punto di vista ambientale*
- *Investire per un sistema portuale competitivo e sostenibile dal punto di vista ambientale per sviluppare i traffici collegati alle grandi linee di comunicazione europee e valorizzare il ruolo dei Porti del Sud Italia nei trasporti infra-mediterranei e per il turismo*

qui, la **componente 2 Intermodalità e logistica integrata**, dovrebbe prevedere un’apposita sezione nell’ambito del **Progetto integrato porti d’Italia** per l’implementazione dell’LNG e del bioLNG nelle aree portuali per il rifornimento di **mezzi pesanti su gomma e di imbarcazioni**. Ricordiamo che a oggi sono stati autorizzati depositi di LNG presso i porti per 82mila mc e ci sono iniziative a Napoli e Brindisi per altri 44mila mc. Importante anche il ruolo dei terminali Olt e Panigaglia per fungere da poli di distribuzione portuale per il traffico marittimo.

### **Perché puntare sul biometano nel PNRR**

**È ecologico.**

Già nella sua “accezione fossile”, il gas naturale risulta meno impattante rispetto agli altri combustibili grazie alla semplicità della molecola del suo componente principale, il metano (CH<sub>4</sub>), che associa 4 atomi di idrogeno a un solo atomo di carbonio.

Nel campo dell’autotrazione, rispetto al funzionamento dei carburanti tradizionali, il gas naturale riduce in misura consistente la formazione di CO<sub>2</sub> e di **particolato** (PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>), in quanto ha natura gassosa e non contiene





idrocarburi aromatici, precursori delle particelle nelle prime fasi della combustione, abbattendo completamente aromatici, benzene, aldeidi. Questa caratteristica fa sì che i moderni motori alimentati a gas naturale emettano **anche il 90% in meno di polveri sottili** rispetto ai veicoli diesel.

La minore propensione a generare polveri sottili permette ai costruttori di veicoli di avere più flessibilità operative per ridurre le emissioni di altri inquinanti quali gli **NOx (-75%)** e gli **NMOG<sup>1</sup> (-88%)**, i quali vengono abbattuti in modo efficace attraverso l'utilizzo di un classico catalizzatore a tre vie. Di fatto il gas naturale utilizzato nell'autotrazione contribuisce a diminuire fino quasi a eliminare le **sostanze nocive per la salute** (tra cui PM ed NO<sub>2</sub>) esaminate anche nell'ultimo rapporto "Air Quality in Europe – 2019 Report" dell'EEA (Europe Environment Agency), in cui si evidenziano oltre 400.000 morti premature all'anno in Europa causate dall'inquinamento atmosferico, e l'Italia – in particolare il bacino del Po – risulta essere una zona a elevata criticità.

Quanto alle **emissioni climalteranti**, secondo un recente studio dell'ADAC in Germania molte automobili alimentate a gas naturale risultano emettere meno CO<sub>2</sub>, rispetto agli stessi modelli con altre alimentazioni, anche ibride, e risultano assolutamente competitive con le auto elettriche, secondo le misure delle emissioni con sistema "well to wheel" (per approfondimenti v. <https://www.federmetano.it/2019/08/02/emissioni-co2-metano-virtuoso-nel-ciclo-well-to-wheel/>).

La valenza già insita nel gas naturale ai fini dell'abbattimento della CO<sub>2</sub> trova maggiore espressione nell'utilizzo del **biometano**, combustibile **100% rinnovabile, totalmente made in Italy**. Il biometano si ottiene tramite **upgrading dal biogas** prodotto da matrici quali **FORSU, fanghi di depurazione, reflui zootecnici, scarti agricoli e biogas di discarica**. Un vero e proprio circolo virtuoso che ci consente di ottenere energia dagli scarti. Può essere immesso nella rete di metanodotti esistente, trasportato su gomma o può essere liquefatto per ottenere bioLNG. È utilizzabile esattamente come il CNG e l'LNG di origine fossile, **ma con emissioni di CO<sub>2</sub> pari a zero**: rappresenta, quindi, un vettore energetico virtuoso utilizzabile **fin da subito** anche per il trasporto, sia leggero sia pesante, privato, pubblico, passeggeri e merci, ossia su ogni veicolo attualmente alimentato a gas naturale, senza necessità di modifiche motoristiche.

Oggi stimiamo che la **quota di biometano immessa nei metanodotti e utilizzata per autotrazione nel 2020** sia stata pari a circa il **19%** rispetto a 820 milioni di Smc consumati per il trasporto stradale ed è prevista in aumento.

È proprio durante il 2020 che sono divenuti tangibili i primi risultati del decreto 2 marzo 2018 (cd. decreto biometano): sul territorio italiano sono infatti presenti 24 impianti di produzione di biometano gassoso da diverse matrici (13 da FORSU, 2 da scarti agricoli industriali, 2 dal trattamento di fanghi delle acque di scarico, 6 da agricolo e 1 da biogas di discarica). Sono inoltre entrati in esercizio 2 impianti di produzione di bioLNG da scarti agricoli e un terzo entrerà a pieno regime nei primi mesi del 2021 con la produzione di bioLNG ottenuto dalla purificazione del biogas di discarica. La **produzione nazionale potenziale di biometano al 2030** è stata stimata a **circa 8 miliardi di metri cubi annui** (Fonte **Strategia Energetica Nazionale ed. 2017**). Questi volumi, indirizzati al trasporto su strada, sarebbero **sufficienti a fornire energia 100% rinnovabile a oltre il 15% dell'intero parco circolante italiano al 2030**.

---

<sup>1</sup> NMOG: Non methane organic gases. Si tratta di tutti gli idrocarburi (ossigenati e non ossigenati) escluso il metano (che non è tossico per la salute umana). Tali idrocarburi includono sostanze altamente nocive per la salute umana quali la formaldeide e gli idrocarburi aromatici.

Le opportunità – economiche e ambientali - insite nell'utilizzo della frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) e di sottoprodotti per la produzione di biometano in ambito urbano e metropolitano sono state evidenziate anche in un recente **studio<sup>2</sup> condotto da ricercatori dell'Università La Sapienza di Roma**, incentrato su Roma Capitale. Dallo studio si evince che l'Amministrazione Capitolina avrebbe a disposizione 37,6 mln Sm<sup>3</sup> di biometano (26.306 Sm<sup>3</sup> da FORSU e 11.281 Sm<sup>3</sup> da sottoprodotti), sufficienti ad alimentare circa 28.200 veicoli a gas naturale, con una riduzione complessiva delle emissioni di gas serra pari a un valore compreso tra 43 e 51 mila tonnellate di CO<sub>2</sub>eq/anno (considerando il modello "From Well to Wheel"). Di conseguenza, l'intera domanda attuale di gas naturale per il trasporto in questo territorio potrebbe essere completamente soddisfatta con il biometano. Lo studio fornisce inoltre interessanti spunti di riflessione sulla potenziale **redditività** di questa soluzione e sui **"costi del non fare"** (per ulteriori approfondimenti v. <https://www.federmetano.it/2020/11/23/quanto-fa-bene-il-biometano-lo-studio-pubblicato-su-sciencedirect/>).

In questo senso, operare investimenti per incrementare la produzione e l'utilizzo di biometano significa valorizzare i rifiuti e le sostanze di scarto (una risorsa inesauribile), nella direzione di un modello di economia circolare e di una maggiore indipendenza energetica del Paese. Una logica applicabile non solo in ambito urbano/metropolitano, ma anche ai settori zootecnico e agroalimentare, con garanzia di ricadute economiche sul territorio.

Tale logica introduce **un'altra fondamentale virtù ecologica**: incentiva il recupero di quelle grandi quantità di CH<sub>4</sub> che sono quotidianamente prodotte dalla naturale decomposizione delle matrici organiche, che naturalmente si disperdono in atmosfera andando ad aumentare la quantità di GHG (GreenHouse Gases), causando un naturale aumento dell'effetto serra. Questo è uno dei motivi per cui il biometano è considerato l'unica fonte energetica rinnovabile a emissioni negative di GHG.

### È fruibile.

Il nostro Paese vanta un "sistema gas" che può contare su tecnologie di comprovata affidabilità e su una rete di metanodotti capillare che copre il territorio peninsulare e la Sicilia. Con riferimento all'autotrazione, in Italia sono in esercizio attualmente **oltre 1.400 distributori, stradali e autostradali, di CNG e 93 distributori di LNG** che riforniscono oltre 1 milione di autoveicoli, di cui 3.000 mezzi di trasporto merci pesante circolanti in Italia (1/3 dei mezzi totali circolanti in Europa), di cui 2.900 immatricolati in Italia. I **tempi di rifornimento** dei mezzi a gas naturale sono assolutamente equiparabili a quelli dei tradizionali mezzi a benzina e gasolio (pochi minuti) e garantiscono all'utente una buona autonomia. In questi mesi sta procedendo l'implementazione della modalità in self service non presidiato presso i primi punti vendita di CNG.

Il mercato mette a disposizione una gamma di **veicoli** monofuel e bifuel, leggeri e pesanti, prodotti dalle case automobilistiche già dotati di alimentazione a gas naturale a cui si affianca una tradizione consolidata e collaudata – tutta italiana – di trasformazioni in **aftermarket**.

---

<sup>2</sup> *A circular economy model based on biomethane: What are the opportunities for the municipality of Rome and beyond?* - Idiano D'Adamo, Pasquale Marcello Falcone, Donald Huisigh, Piergiuseppe Morone, 26 ottobre 2020.



## È sicuro.

Il gas naturale è più leggero dell'aria e difficilmente "incendiabile", avendo una temperatura di autoaccensione molto alta, tanto che il suo standard fisico naturale di sicurezza permette il parcheggio dei veicoli alimentati con questo vettore energetico ovunque (D.M. 01/02/1986 e s.m.i.). Sia i distributori stradali sia i veicoli a gas naturale sono sottoposti regolarmente a rigorosi controlli di sicurezza, a garanzia degli operatori e dell'utenza. I serbatoi utilizzati sui veicoli garantiscono, grazie alle loro caratteristiche di costruzione e controllo, maggiore sicurezza di qualsiasi altro serbatoio impiegato per gli altri carburanti, anche in caso di urto o collisione. Purtroppo, allo stato attuale, la modalità di revisione dei serbatoi CNG rappresenta una criticità ostativa all'utilizzo dei mezzi alimentati a metano. È indispensabile rivedere la Legge n. 640/1950 così come già indicato dall'Art. 62-bis del Decreto-Legge 16 luglio 2020 n. 76 (Semplificazioni, come modificato da conversione nella Legge 11 settembre 2020, n. 120).

## È italiano

In Italia il gas naturale utilizzato per autotrazione rappresenta una realtà consolidata. Nel nostro Paese si sono sviluppate nel tempo le più importanti aziende specializzate al mondo nella:

- realizzazione di compressori/attrezzature/stazioni di servizio CNG e LNG per il rifornimento dei veicoli;
- realizzazione di tubazioni/attrezzature per la distribuzione in reti;
- progettazioni e realizzazioni reti terrestri e subacquee;
- progettazione e realizzazione di impianti di produzione di biometano;
- costruzione di kit di trasformazione per l'alimentazione a gas naturale dei veicoli;
- costruzione di serbatoi CNG per veicoli e di stoccaggio.

Tutte queste aziende, unite alle imprese della distribuzione stradale e alle officine, citate in premessa, rappresentano un indotto pari a un fatturato annuo di 1,7 miliardi di euro e una forza lavoro di oltre 25.000 addetti.

Sono inoltre sviluppabili ulteriori progetti innovativi per i quali alcune aziende italiane hanno già espresso grande interesse, progetti volti a unire tecnologie all'avanguardia e premianti al fine di ottenere un risultato sinergico ulteriormente vantaggioso per l'ambiente. Ci riferiamo ad esempio allo sviluppo di veicoli ibridi alimentati a biometano, totalmente innovativi per il settore.

L'auspicio è, dunque, che il dibattito parlamentare rappresenti l'occasione per rendere il PNRR all'altezza della sfida storica che rappresenta per l'intero Paese. Un piano credibile, che indichi prospettive chiare e tecnologicamente percorribili, senza alcuna preclusione a scelte di "neutralità tecnologica", allontanandosi dalle "mode" del momento e dando dunque slancio alla ripresa delle nostre aziende, rendendo tale ripresa duratura nel post emergenza covid.

Tutto ciò sarà possibile solo grazie alla stretta collaborazione tra Governo e parti sociali, con senso di responsabilità da parte di ognuno su un percorso condiviso.

Il biometano nei trasporti rappresenta oggi la soluzione immediatamente disponibile per una "Transizione ecologica", che metta al primo posto la salute dei cittadini da subito.



Ringraziando per l'attenzione concessaci, rimaniamo a disposizione per ulteriori approfondimenti.

Cordiali saluti

FEDERMETANO  
Ing. Dante Natali  
(Presidente)



Recente bibliografia di riferimento:

- Legambiente [https://unfakenews.legambiente.it/fake\\_news/biogas-e-biometano/](https://unfakenews.legambiente.it/fake_news/biogas-e-biometano/)
- *A circular economy model based on biomethane: What are the opportunities for the municipality of Rome and beyond?* - Idiano D'Adamo, Pasquale Marcello Falcone, Donald Huisingh, Piergiuseppe Morone, 26 ottobre 2020.
- Dossier del Comitato Termotecnico Italiano riguardante la sostenibilità biometano e biocarburanti (settembre 2020)

