REGISTRATO PRESSO IL TRIBUNALE DI LODI, N.1858/2012 - POSTE ITALIANE S.P.A. - SPEDIZIONE IN ABBONAMENTO POSTALE - 70% - LO/MI

BIOGAS INFORMA

LA RIVISTA DEL CIB - CONSORZIO IT[illegible]OGAS E GASSIFICAZIONE



Idee, filiere, imprese e territori

UN POTENZIALE DA 15 MILIARDI DI SMC DI BIOMETANO
A POTENTIAL OF 15 BILLION SCM OF BIOMETHANE

FOCUS BIOMETANO: AGRICOLTURA E INDUSTRIA INSIEME PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA
FOCUS BIOMETHANE: AGRICULTURE AND INDUSTRY JOINING FORCES FOR THE ENERGY TRANSITION

FOCUS BIOGAS ELETTRICO: IL PUNTO SUI PMG - PREZZI MINIMI GARANTITI
FOCUS BIOGAS: TAKING STOCK OF GMPS – GUARANTEED MINIMUM PRICES

DA ZERO A BIOMETANO. AZ. AGR. UBEZIO: COME CAMBIA UN'AZIENDA CHE SCEGLIE LE BIOENERGIE?
FROM ZERO TO BIOMETHANE. AZ. AGR. UBEZIO: HOW A FARM EVOLVES BY CHOOSING BIOENERGIES

DIRETTORE RESPONSABILE
Dott. Guido Bezzi

PER INFORMAZIONI E INSERZIONI PUBBLICITARIE
Tel: +39 0371 196331
biogasinforma@consorziobiogas.it

TRADUZIONI
Redazione

REDAZIONE E AUTORI
Guido Bezzi
Elisa Codazzi
Simona D'Angelosante
Francesca Dall'Ozzo
Camilla Doninelli
Emilio Folli
Piero Gattoni
Barbara Menin
Giuseppe Moscatelli
Roberto Murano
Caterina Nigo
Marco Pezzaglia
Sergio Piccinini
Arianna Pignagnoli
Giulia Regini
Laura Simionato
Mariangela Soldano
Silvia Tagliavini
Stefano Trotta
Giulia Usai

PROGETTO GRAFICO
Independents Communication Box
Tel. +39 335 8322192
independents@independents.it
www.independents.it

STAMPA
Verusk'art di Arrigoni Veruska
Via Milano 18/20 26016
26016 Spino D' Adda (CR)
tel. 3495463600
arrigoni.veruska@gmail.com

Registrato presso il tribunale di Lodi N. 1858/2012

SCOPRI COME ASSOCIARTI AL CIB

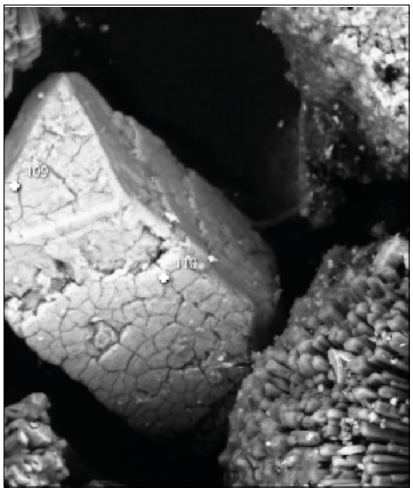
Articoli correlati:



BIOGAS INFORMA N.50 PAG. 8
LE MODIFICHE AL REGIME DEI PREZZI MINIMI GARANTITI (PMG) PER LA PRODUZIONE DI BIOGAS - LA NUOVA DELIBERA ARERA
CHANGES TO THE GUARANTEED MINIMUM PRICE (GMP) SCHEME FOR BIOGAS PRODUCTION – THE NEW ARERA RESOLUTION



BIOGAS INFORMA N.50 PAG. 32
BIOMETANO AGRICOLO E INDUSTRIA HARD TO ABATE: I CONTRATTI BILATERALI
BIOMETANO AGRICOLO E INDUSTRIA HARD TO ABATE: I CONTRATTI BILATERALI



BIOGAS INFORMA N.48 PAG. 66
POST-TRATTAMENTO DEI DIGESTATI CON IL RECUPERO DI STRUVITE
POST-TREATMENT OF DIGESTATES WITH STRUVITE RECOVERY

Indice

2 **Editoriale** | Editorial

4 Biogas e biometano - L'impatto delle novità normative sulle aziende agricole
Biogas and biomethane – The impact of new regulations on farms

8 Biometano: sviluppi e prospettive | Biomethane: Developments and Prospects

10 Dall'Italia dei mille campanili, un potenziale da 15 miliardi di Smc di biometano
Across Italy's local territories, a potential of 15 billion Scm of biomethane

16 Farming Days 2026: com'è andato il tour tra Caravaggio e Sozzago
Farming Days 2026: highlights beetween Caravaggio and Sozzago

20 Biometano, dalla produzione agricola alla domanda industriale: i BPA aprono una nuova fase | Biomethane, from agricultural productionto industrial demand: the BPAs herald a new phase

FOCUS BIOMETANO

26 Biomethane purchase agreements: agricoltura ed industria insieme per la transizione energetica | Biomethane purchase agreements: agriculture and industry joining forces for the energy transition

30 Dal campo all'acciaieria: il biometano agricolo per decarbonizzare la siderurgia
From farm to steelworks: Agricultural Biomethane to Decarbonise the Steel Industry

FOCUS BIOGAS ELETTRICO

34 Il punto sui PMG - Prezzi Minimi Garantiti | Taking Stock of GMPs - Guaranteed Minimum Prices

42 Contratti di compravendita di biometano ai sensi del DL Agricoltura

46 Rimuovere gli ostacoli per sbloccare il potenziale della filiera del biogas in Europa
Removing barriers to unlock Europe's biogas potential

50 Digestato, studio di fattibilità per un polo di trattamento centralizzato
Digestate, feasibility study for a centralized treatment hub

56 SPECIALE ECOMONDO - Sistema CIB. Gli eventi del CIB Bioenergy Forum e i soci espositori

64 Da zero a biometano. Azienda Agricola Ubezio: come cambia un'azienda che sceglie le bioenergie? | From zero to Biomethane. Azienda Agricola Ubezio: how a farm evolves by choosing bioenergies

70 Recupero di Struvite dal post-trattamento dei digestati | Recovery of Struvite from the digestate post-treatment

80 GoodByO: trasformare biogas, CO2 e sottoprodotti in nuove risorse
GoodByO: Turning Biogas, CO2 and Byproducts into New Resources

86 Modello di calcolo per stimare le emissioni fuggitive di metano dalla vasca di stoccaggio del digestato | Model for estimating fugitive methane emissions from the digestate storage tank

92 **News dai progetti** | Project news

94 **News dal mondo** | World news

96 **News dalle aziende**

98 **News mercato**











Editoriale

di **Piero Gattoni**

Le nostre aziende agricole e industriali hanno compiuto passi importanti in questi anni, costruendo competenze, realizzando investimenti e dimostrando il proprio contributo alla transizione energetica. Oggi siamo di fronte a una nuova fase, nella quale la capacità di produrre energia rinnovabile deve accompagnarsi alla possibilità di valorizzarla sul mercato. Non possiamo fermarci ai risultati raggiunti: dobbiamo continuare a lavorare affinché il biogas e il biometano trovino una domanda stabile, capace di sostenere lo sviluppo delle nostre aziende e di rispondere alle esigenze del sistema produttivo nazionale.

Le tensioni sui mercati energetici e l'incertezza del quadro internazionale confermano quanto sia importante rafforzare la produzione nazionale e ridurre la dipendenza dalle fonti fossili. In questo scenario, il biogas e il biometano agricolo rappresentano una risorsa strategica, perché coniugano sicurezza degli approvvigionamenti, competitività e decarbonizzazione. Il potenziale del biometano riguarda in particolare quei comparti industriali che devono ridurre le proprie emissioni senza compromettere la continuità dei processi produttivi. È proprio nell'incontro tra queste esigenze e la capacità delle aziende agricole di produrre gas rinnovabile che si apre una prospettiva concreta di crescita per l'intera filiera.

In questa direzione si inseriscono i Biomethane Purchase Agreement (BPA), strumenti che permettono di mettere in relazione produttori e utilizzatori industriali attraverso accordi di fornitura. Gli accordi ad oggi conclusi rappresentano un segnale importante: esiste una domanda industriale che può tradursi in contratti e creare nuove opportunità per le aziende agricole. Il lavoro avviato dal CIB per favorire questo incontro, portato avanti anche attraverso il confronto con le filiere industriali e approfondito in occasione dell'iniziativa del 17 settembre in Assolombarda, va letto proprio in questa prospettiva. I BPA non sono soltanto una modalità contrattuale, ma un tassello per costruire un mercato del biometano più solido, nel quale la produzione agricola possa trovare sbocchi e l'industria possa contare su una risorsa rinnovabile per i propri percorsi di decarbonizzazione.

Perché queste esperienze possano crescere e consolidarsi, occorre tuttavia garantire condizioni favorevoli agli investimenti. Il PNRR ha dato un impulso fondamentale allo sviluppo del settore, ma è necessario guardare oltre questa fase, assicurando continuità agli strumenti di sostegno e un quadro normativo stabile e prevedibile. Le imprese hanno bisogno di certezze per programmare gli investimenti, sviluppare nuovi progetti e valorizzare gli impianti esistenti. Allo stesso tempo, è importante semplificare le procedure e rimuovere gli ostacoli che ancora possono rallentare la realizzazione degli interventi. La crescita del biometano non può dipendere esclusivamente dalle misure straordinarie: serve una strategia di medio-lungo periodo, capace di accompagnare il settore e riconoscerne il valore all'interno delle politiche energetiche e industriali del Paese.

Il futuro delle nostre imprese passa anche dalla capacità di guardare oltre la produzione di energia. Il modello del Biogasfattobene dimostra come la digestione anaerobica possa integrarsi nell'attività agricola, contribuendo alla valorizzazione delle biomasse, al miglioramento delle pratiche agronomiche e all'utilizzo del digestato. È questa la prospettiva della bioraffineria agricola, nella quale sostenibilità ambientale, redditività delle imprese e competitività possono procedere insieme.

Come CIB continueremo a lavorare in questa direzione, accompagnando le aziende, promuovendo il dialogo tra produttori e utilizzatori e portando all'attenzione delle istituzioni le esigenze della filiera. Il confronto con il mondo industriale, la partecipazione ai tavoli nazionali ed europei e il lavoro per la definizione di regole adeguate restano strumenti essenziali per trasformare le opportunità in risultati concreti.

Anche quest'anno Ecomondo sarà un'occasione di confronto per condividere proposte e prospettive di sviluppo per le nostre imprese. Insieme dobbiamo creare oggi le condizioni perché la filiera agricola del biogas e biometano possa esprimere pienamente il proprio potenziale, a beneficio delle aziende agricole, dell'industria e dell'intero sistema economico. Vi aspettiamo a Ecomondo!

Our farms have made significant strides in recent years, building expertise, delivering investments, and proving its contribution to the energy transition. Today, we face a new phase, where the capacity to generate renewable energy must go hand in hand with the ability to valorize it on the market. We cannot rest on the achievements made so far: we must keep working to ensure that biogas and biomethane meet steady demand, capable of supporting the growth of our agricultural businesses and responding to the needs of the national production system.

Turbulence across energy markets and ongoing international uncertainty confirm how crucial it is to strengthen domestic production and reduce reliance on fossil fuels. In this scenario, agricultural biogas and biomethane represent a strategic asset, combining security of supply, competitiveness, and decarbonization.

The biomethane potential is especially relevant for those industrial sectors that must reduce their emissions without compromising the continuity of their manufacturing processes. It is precisely at the intersection of these requirements and the capacity of agricultural enterprises to produce renewable gas that a tangible growth outlook opens up for the entire supply chain.

Biomethane Purchase Agreements (BPAs) fit directly into this trajectory as instruments connecting producers and industrial end users through structured supply contracts. The agreements concluded to date send an important signal: genuine industrial demand exists that can translate into contracts and create new opportunities for farm enterprises. The work initiated by CIB to foster this alignment—pursued also through direct engagement with industrial supply chains and examined in depth during the September 17 event at Assolombarda—must be viewed in this exact perspective. BPAs are not merely a contractual format, but a vital building block to forge a more solid biomethane market, where agricultural production can find off-take channels and industry can count on a renewable resource for its decarbonization pathways.

For these initiatives to expand and take root, however, favorable investment conditions must be guaranteed. The NRRP has provided fundamental momentum to the sector's development, but it is essential to look beyond this phase, ensuring continuity for support mechanisms and a stable, predictable regulatory framework. Enterprises need certainty to plan investments, develop new projects, and valorize existing plants. At the same time, it is vital to streamline procedures and remove obstacles that can still slow down project implementation. The growth of biomethane cannot rely solely on extraordinary measures: it demands a medium- to long-term strategy capable of supporting the sector and recognizing its value within the country's energy and industrial policies.

The future of our company also depends on the ability to look beyond energy generation. The BiogasDoneRight model demonstrates how anaerobic digestion can seamlessly integrate into agricultural activity, contributing to the valorization of biomass, the improvement of agronomic practices, and the utilization of digestate. This is the perspective of the agricultural biorefinery, where environmental sustainability, farm profitability, and competitiveness advance in lockstep.

As CIB, we will continue to work in this direction: supporting enterprises, promoting dialogue between producers and end users, and bringing the priorities of the supply chain to the attention of institutions. Constructive dialogue with the industrial sector, participation at national and European levels, and active involvement in defining appropriate rules remain essential tools to turn opportunities into concrete results.

Once again this year, Ecomondo will provide an opportunity for discussion, allowing us to share proposals and development prospects for our businesses. Together, we must create the conditions today to enable the agricultural biogas and biomethane sector to realise its full potential, for the benefit of farms, industry and the economy as a whole. We look forward to seeing you at Ecomondo!



Piero Gattoni
Presidente CIB - Consorzio Italiano Biogas
CIB President - Consorzio Italiano Biogas

Biogas e biometano - L'impatto delle novità normative sulle aziende agricole

di Caterina Nigo e Roberto Murano

L'impegno profuso dalla filiera nella gestione dell'impatto del DL Bollette e la parallela attività volta a concretizzare la rimodulazione del PNRR hanno consentito di mantenere alta l'attenzione sulle esigenze del settore.
L'autunno si apre con l'ultima manovra di questa legislatura accompagnata con l'avvio della partita elettorale già da parte di molti partiti politici.

Sulla misura PNRR, il GSE ha confermato ufficialmente il sostanziale raggiungimento del target fissato per la misura Biometano, che consentirà una produzione aggiuntiva di circa 2.3 miliardi di Smc entro il termine per il completamento degli impianti fissato a giugno 2028.Un risultato che aiuta ad accelerare il processo di definizione del nuovo schema di supporto, più volte annunciato nel corso dell'anno, che dovrebbe dare continuità allo sviluppo del settore, anche in coerenza con le disposizioni del DL Bollette relative ai Prezzi Minimi Garantiti (PMG).

A partire dalle ultime dichiarazioni del Ministro dell'Ambiente in diversi ambiti convegnistici, emerge la chiara volontà del Governo di consolidare la struttura del decreto ministeriale biometano del 2022, privilegiando la destinazione del biometano verso gli usi industriali. Sul fronte della meccanismo di incentivazione si profila un orizzonte temporale di medio - lungo termine che potrebbe traguardare il 2030 - 2032 con durata ventennale delle tariffe.

Nell'ambito del dibattito, di rilievo la posizione delle organizzazioni agricole che sollecitano una particolare attenzione agli equilibri territoriali e la semplificazione della certificazione di sostenibilità per gli impianti con capacità inferiore a 210 Smc/h. Ipotesi che sarebbe già in linea con quanto consentito dalla direttiva europea RED II. Le recenti dichiarazioni del Ministro Pichetto Fratin, fortemente supportate anche da Confindustria, inoltre aprono alla possibilità di destinare una quota delle risorse pubbliche per la transizione ad un contributo in conto capitale che replichi la struttura di sostegno del PNRR, seppure tale ipotesi presenta degli aspetti procedurali complessi che la rendono non facilmente realizzabile. Nella chiusura del decreto un ruolo fondamentale lo svolge sicuramente la concomitante necessità e impegno del Governo di limitare al massimo l'impatto sulle bollette di famiglie e imprese.

Difficile fare previsioni sulle tempistiche di entrata in vigore del nuovo decreto, che dipendono anche dall'andamento del negoziato con la Commissione ma si registra un forte impegno delle strutture ministeriali a una rapida definizione degli aspetti di loro competenza.

Sul DM 2018, a inizio agosto è stata pubblicata la versione aggiornata dell'Allegato A ('Precisazione sulle materie prime') alle Procedure applicative del DM 2018 con la quale si dà seguito a quanto prescritto dalla sentenza del Consiglio di Stato in merito alla qualifica delle sanse come sottoprodotti che possono essere qualificati come biomasse avanzate. In particolare si specifica che sono idonee alla produzione di biocarburanti avanzati le sanse bifasiche aventi un contenuto di olio residuo non superiore al 4% della sostanza secca (s.s.). Dal punto di vista operativo, il produttore è tenuto a sottoscrivere e trasmettere al GSE una dichiarazione sostitutiva di atto notorio attestante il rispetto di tale soglia, conservando per ciascun fornitore i certificati di analisi rilasciati da laboratori accreditati.

Sempre sul fronte biometano, la finestra temporale offerta dai recenti decreti urgenti del Governo, ha permesso la conclusione di numerosi accordi di compravendita di biometano, sulla base del noto articolo 5bis del DL Agricoltura, tra aziende agricole e industrie hard to abate acquirenti.

Sul punto lo scorso 17 settembre il CIB ha promosso un importante convegno presso la sede di Assolombarda a Milano, volto a presentare i primi risultati e le prossime opportunità offerte da questa sinergia intersettoriale, si rimanda all'articolo relativo a pagina 20 per approfondimenti. Oltre alla rete relazionale, è stata alta anche l'attenzione alla rete fisica.

Si è chiusa il 30 settembre scorso infatti la consultazione 302/2026/R/gas indetta da ARERA con la quale ha reso pubblici i primi orientamenti applicativi in tema di socializzazione dei costi tariffari di allaccio tra produttore e gestore di rete, in applicazione alle nuove norme introdotte nella scorsa Manovra finanziari. Su questo importante consultazione alla quale ha partecipato anche il CIB, si attende ora la pubblicazione degli esiti che saranno resi noti auspicabilmente entro l'anno.

Sul fronte normativo ed agronomico, nel DL 157/2026, con il quale il Governo è intervenuto per far fronte all'aumento dei prezzi petroliferi, è stato approvato un importantissimo emendamento con il quale si chiarisce il quadro regolatorio che consentirà l'effettivo allargamento dei sottoprodotti utilizzati nell'alimentazione degli impianti e ammessi per l'utilizzo agronomico del digestato. Grazie a questo emendamento, che recepisce integralmente le richieste fatte dal CIB al Parlamento e al Governo e che consentirà di sbloccare ulteriore potenziale produttivo di biometano, sarà ora possibile utilizzare e valorizzare diversi sottoprodotti agroindustriali che fino ad oggi non potevano essere pienamente valorizzati a causa della conseguente difficoltà di collocazione del digestato che ne deriva.

Un risultato di fondamentale importanza per il comparto del biogas elettrico riguarda invece l'applicazione delle nuove regole del meccanismo dei Prezzi Minimi Garantiti (PMG). L'intenso lavoro negoziale condotto dal CIB sin dall'inizio dell'anno ha consentito di ottenere la conferma che non vi sarà alcuna riduzione delle ore equivalenti per il biogas agricolo anche nel secondo semestre 2026.

Resta alta anche l'attenzione su tutte le opportunità che si potrebbero aprire in questa ultima fase della legislatura per definire un percorso regolatorio e di supporto dedicato a tutti gli impianti esistenti che non avranno la possibilità tecnica o economica di convertire la produzione a biometano. Tema che, se non risolto, dovrà essere posto al centro dell'agenda della nuova legislatura.

Nel corso della pausa estiva è stato pubblicato anche un altro importante documento di impatto per la filiera biogas - biometano. È stata infatti pubblicata la versione aggiornata delle Linee Guida ISPRA per la stesura dei piani di monitoraggio della qualità del suolo (in attuazione del Decreto Sostenibilità 2024 e dell'art. 42 comma 6 del D.Lgs. 199/2021). L'obbligo riguarda esclusivamente i terreni da cui provengono i residui colturali destinati ad alimentazione di impianti biogas/biometano.

Grazie a questa nuova stesura si semplifica e si rende molto più agevole l'applicazione per i produttori, escludendo l'obbligo di esecuzione forzata di analisi puntuali dei terreni, a tutela dell'operatività delle aziende agricole.

Nel momento in cui si chiude questo aggiornamento si attende ancora di conoscere il contenuto della prossima Manovra finanziaria che, come ogni anno, sarà l'occasione per un confronto con il Governo anche sui temi fiscali. Vi terremo aggiornati. Nel frattempo vi diamo appuntamento a Ecomondo che come sempre avrà in programma nell'area forum un momento di approfondimento sulle ultime novità normative su biogas e biometano e spero sia come sempre un momento di dialogo e per noi di raccolta di utili spunti per rappresentare al meglio tutti i soci.

Biogas and biomethane – The impact of new regulations on farms

The commitment demonstrated by the sector in managing the impact of the Energy Bills Decree (DL Bollette) and the parallel efforts to finalize the revision of the NRRP have kept attention focused on the industry's priorities.

Autumn opens with the final budget law of this legislature, accompanied by the early launch of election campaigning by several political parties.

Regarding the NRRP measure, the GSE officially confirmed that the target set for the Biomethane measure has substantially been achieved, enabling an additional production of approximately 2.3 billion Smc by the plant completion deadline set for June 2028. This outcome accelerates the definition of the new support scheme, repeatedly announced throughout the year, which should ensure continuity for sector growth in alignment with the provisions of the Energy Bills Decree on Guaranteed Minimum Prices (PMG).

Recent statements by the Minister of the Environment across several industry conferences highlight the Government's clear intent to consolidate the framework established by the 2022 Biomethane Ministerial Decree, prioritizing



the allocation of biomethane toward industrial applications. Regarding the incentive framework, a medium to long-term horizon is emerging, potentially targeting 2030 to 2032 with a twenty-year tariff duration.

Within the ongoing debate, the stance of agricultural organizations remains prominent, urging particular attention to territorial balance and the simplification of sustainability certification for plants with a capacity below 210 Smc. This approach would align with the flexibility already granted under the European RED II Directive. Furthermore, recent remarks by Minister Pichetto Fratin, strongly supported by Confindustria, open the possibility of directing a portion of public transition funds toward capital grants replicating the NRRP support architecture, though this option presents complex procedural aspects that make implementation challenging.

In finalizing the decree, a pivotal role will certainly be played by the Government's concurrent commitment to minimize any cost impact on household and business energy bills. It remains difficult to predict the exact timeline for the entry into force of the new decree, as this also depends on negotiations with the European Commission; nevertheless, ministerial bodies are actively working toward a rapid resolution of the matters under their competence.

Regarding the 2018 Ministerial Decree, an updated version of Annex A ("Clarification on Raw Materials") to the Decree's Application Procedures was published in early August, implementing the Council of State ruling on qualifying olive pomace as a by-product eligible as advanced biomass. Specifically, the update clarifies that two-phase olive pomace with a residual oil content not exceeding 4% of dry matter (DM) is eligible for advanced biofuel production. From an operational perspective, producers must execute and submit a formal self-declaration to the GSE certifying compliance with this threshold, while retaining analytical test certificates issued by accredited laboratories for each feedstock supplier.



On the biomethane market front, the window created by recent emergency government decrees has enabled the execution of numerous biomethane off-take agreements between agricultural producers and purchasing industrial off-takers in hard-to-abate sectors, pursuant to Article 5-bis of the Agriculture Decree (DL Agricoltura).

On this subject, on September 17, CIB organized a key conference at the Assolombarda headquarters in Milan to present the initial outcomes and upcoming opportunities offered by this cross-sector synergy; please refer to the related article on page 20 for further details. Beyond industry partnerships, significant attention has also been devoted to the physical network.

On September 30, consultation 302/2026/R/gas launched by ARERA came to a close, presenting initial regulatory guidelines on the socialization of grid-connection tariff costs between producers and system operators, pursuant to the provisions introduced in the previous Budget Law. Following this key consultation, in which CIB participated, the publication of the final findings is now awaited and anticipated before year-end.

On the regulatory and agronomic front, an essential amendment was approved within Law Decree 157/2026 (adopted by the Government to mitigate escalating oil prices), clarifying the regulatory framework governing the expansion of eligible by-products used for digester feeding and approved for the agronomic use of digestate. By fully adopting the proposals submitted by CIB to Parliament and the Government to unlock further biomethane production potential, this amendment allows the valorization of several agro-industrial by-products that previously could not be fully utilized due to challenges surrounding the agronomic placement of the resulting digestate.

A milestone of primary importance for the electricity-generating biogas sector concerns the implementation of the revised rules under the Guaranteed Minimum Price (PMG) mechanism. Sustained negotiations led by CIB since the beginning of the year secured confirmation that there will be no reduction in full-load equivalent hours for agricultural biogas through the second half of 2026.

Close attention also remains focused on opportunities that could emerge during the final phase of this legislature to define a dedicated regulatory and support pathway for existing plants that lack the technical or economic viability to convert to biomethane. If unresolved, this issue must be placed at the forefront of the agenda for the upcoming legislature.

During the summer recess, another significant document impacting the biogas and biomethane sector was published: the updated version of the ISPRA Guidelines for drafting soil quality monitoring plans, implementing the 2024 Sustainability Decree and Article 42, paragraph 6, of Legislative Decree 199/2021. This obligation applies exclusively to land from which crop residues destined for biogas or biomethane plant feedstocks originate.

This revision substantially eases compliance for producers by removing the mandatory execution of exhaustive, point-by-point soil analyses, thereby safeguarding the ongoing operational viability of agricultural enterprises.

As this briefing concludes, the specific provisions of the upcoming Budget Law are still awaited; as in previous years, it will serve as the venue for dialogue with the Government on fiscal matters. We will keep you updated.

In the meantime, we look forward to seeing you at Ecomondo, where the forum area will feature an in-depth session on the latest regulatory developments concerning biogas and biomethane, offering an opportunity for open discussion and for gathering valuable insights to represent all members effectively.



I SOCI CIB LO SANNO PRIMA DI TUTTI

DIVENTA SOCIO CIB
E ACCEDI A INFORMAZIONI, AGGIORNAMENTI
E APPROFONDIMENTI ESCLUSIVI PER CONOSCERE
IN ANTEPRIMA CIÒ CHE ACCADE E CIÒ CHE STA CAMBIANDO
NEL MONDO DEL BIOGAS E DEL BIOMETANO.

Essere Soci CIB significa avere accesso a un sistema di informazione completo e costantemente aggiornato sul mondo del biogas e del biometano: normative, mercati, scadenze, attività istituzionali, approfondimenti, opportunità e novità del settore. Un patrimonio di informazioni che oggi diventa ancora più ricco e accessibile, grazie a nuovi strumenti che si aggiungono ai canali CIB già esistenti.

NUOVO SITO WEB
Il punto di accesso all'informazione CIB: attualità, novità di settore, attività del Consorzio, progetti, eventi e iniziative dei Soci.

NUOVA AREA RISERVATA
Lo spazio dedicato ai Soci per accedere a documentazione, approfondimenti, aggiornamenti istituzionali, rassegna stampa, news e webinar riservati.

INFORMACIB
Il canale WhatsApp riservato ai Soci per ricevere tempestivamente news flash, comunicazioni istituzionali, promemoria sulle scadenze e informazioni rilevanti per il settore.

NEWSLETTER CIB
Notizie, attività, appuntamenti e aggiornamenti dal Consorzio e dal mondo del biogas direttamente nella tua casella di posta.

BOLLETTINO MERCATI
Un aggiornamento periodico sull'andamento dei mercati di riferimento, per seguire dati e dinamiche che interessano il settore.

CANALI SOCIAL
LinkedIn, Instagram e Facebook per seguire ogni giorno il CIB, le sue attività, le aziende, le persone e i temi che animano il settore.

TUTTO QUELLO CHE SERVE PER MUOVERSI CONSAPEVOLMENTE NEL SETTORE DEL BIOGAS E DEL BIOMETANO.

#cibeneficianotutti
consorziobiogas.it

CIB
CONSORZIO ITALIANO BIOGAS

Biometano: sviluppi e prospettive

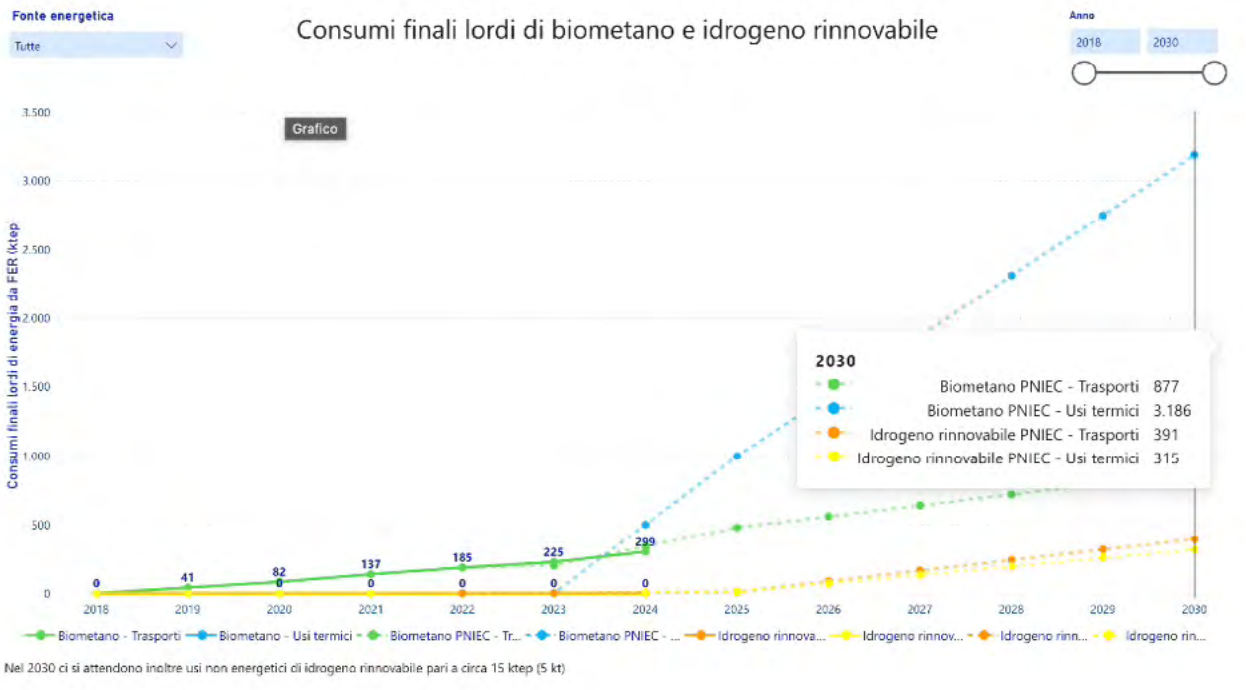
di Marco Pezzaglia

Il settore del biometano sta subendo un notevole sviluppo sotto la spinta del regime di sostegno introdotto dal decreto ministeriale del settembre del 2022 e del sempre maggiore interesse degli utenti finali, in particolare, quelli di difficile decarbonizzazione che vedono nel biometano una immediata possibilità di decarbonizzazione dei propri utilizzi di gas.

Allo stato attuale, dei circa 550 impianti ammessi nelle graduatorie per una produzione attesa di circa 2 miliardi di Smc/anno, più di 400 hanno già avviato ufficialmente i lavori di realizzazione degli impianti e circa 100 sono già entrati in esercizio. Ciò segna un notevole passo avanti rispetto a poco tempo fa e, sicuramente, rappresenta un segnale positivo di reattività del settore, con particolare riferimento al settore agricolo.

Se, di tali impianti, poco più di 300 derivano da riconversioni di impianti esistenti, date le disposizioni del DL bollette in materia di riforma del sistema dei prezzi minimi garantiti che si esauriranno progressivamente entro il 2030, almeno circa ulteriori 450 impianti dovranno affrontare un percorso di riconversione dalla produzione di biogas alla produzione di biometano. Con un obiettivo nazionale di produzione stabilito dal PNIEC di circa 5 miliardi di Smc/anno di produzione, l'Italia rappresenterebbe il 14% dell'obiettivo europeo di produzione pari a 35 miliardi di Smc/anno

Dati i valori specifici caratteristici del settore, il supporto al raggiungimento dell'o-



Fonte: monitoraggio PNIEC

biettivo PNIEC, dovrebbe poter consentire il piano di ulteriori riconversioni oltre che consentire un notevole sviluppo di nuovi impianti.

Dal punto di vista metodologico, non v'è dubbio che il DM 2022, unitamente alle disposizioni del DL Agricoltura, con l'art. 5-bis quanto all'introduzione di un sistema di autoconsumo diffuso di biometano a favore degli usi di difficile decarbonizzazione hanno completato il quadro della fase di sviluppo, consentendo la nascita di un mercato per l'utilità specifica del settore industriale.

Il sistema formato dalla produzione e dai consumatori ha quindi dimostrato di poter lavorare insieme ad un quadro di accordi di lungo termine, a corredo del sostegno pubblico, che va nella direzione di favorire la decarbonizzazione e l'indipendenza energetica del sistema produttivo nazionale.

Per quanto concerne il tema della connessione alla rete del gas naturale degli impianti di produzione di biometano, le disposizioni della legge di bilancio 2025, ora in corso di attuazione da parte di ARERA, dovrebbero consentire un rilevante impulso alla connessione alle reti in termini di riduzione di costo per gli investimenti da parte dei produttori, in termini ampliamento delle soluzioni di connessione mediante un maggiore utilizzo delle reti di distribuzione del gas e della smaltibilità della produzione i cui effetti potrebbero già pienamente esplicarsi dal 2027.

Ferma restando l'opportunità di una razionalizzazione del sistema di tariffe, tenendo conto anche delle recenti disposizioni sulla connessione alla rete e della necessità di valutare correttamente l'impatto sui consumatori, è auspicabile che il modello finora sviluppato possa costituire la base per il nuovo schema di supporto tenendo conto:

- dell'esigenza di dare un adeguato segnale per gli investimenti per le riconversioni nel settore agricolo;
- della variazione dei costi nel tempo sia in fase di predisposizione dei bandi e durante la vita utile degli impianti;
- delle varie opportunità che si aprono sul mercato, fermo restando il valore rilevante che il biometano rappresenta per gli usi industriali.

Biomethane: Developments and Prospects

The biomethane sector is undergoing significant expansion, driven by the support scheme introduced by the Ministerial Decree of September 2022 and by the growing interest from end-users—particularly hard-to-abate sectors that view biomethane as an immediate solution for decarbonizing their gas consumption.

Currently, out of approximately 550 plants awarded funding in the ranking lists for an expected output of around 2 billion Smc/year, more than 400 have officially commenced construction work, and about 100 are already operational. This marks a major step forward compared to recent times and undeniably signals a positive, responsive trend in the sector, with particular reference to the agricultural sphere.

While just over 300 of these facilities stem from the conversion of existing plants, given the provisions of the "DL Bolletti" (Energy Bills Decree) regarding the reform of guaranteed minimum price mechanisms—which will gradually phase out by 2030—at least another 450 plants will need to undergo conversion from biogas to biomethane production.

With a national production target set by the NECP (PNIEC) at around 5 billion Smc/year, Italy would account for 14% of the overall European production target of 35 billion Smc/year.

Given the specific characteristics and figures of the sector, support for achieving the NECP target should enable both the execution of further conversion plans and substantial development of new facilities.

From a methodological standpoint, there is no doubt that the 2022 Ministerial Decree, together with the provisions of the "DL Agricoltura" (Agriculture Decree) under Article 5-bis concerning the introduction of a distributed self-consumption system for biomethane aimed at hard-to-abate uses, has completed the framework for this growth phase, enabling the creation of a market tailored to the specific needs of the industrial sector. The system formed by producers and consumers has thus proven capable of collaborating within a framework of long-term agreements alongside public support, moving toward enhanced decarbonization and energy independence for the national productive sector.

Regarding grid connection for biomethane production facilities, the provisions of the 2025 Budget Law, currently being implemented by ARERA, are expected to provide a significant boost to grid connections. This will occur through reduced investment costs for producers, expanded connection solutions leveraging greater use of gas distribution networks, and improved output off-take capacity—the effects of which could become fully tangible as early as 2027.

While a rationalization of the tariff structure remains desirable—taking into account recent grid connection rules and the need to properly assess the impact on end consumers—it is hoped that the model developed so far will serve as the foundation for the new support scheme, taking into consideration:

- the need to provide a clear investment signal for agricultural sector conversions;
- cost variations over time, both during the preparation of competitive calls and across the operational lifespan of the facilities;
- the various market opportunities emerging, while acknowledging the significant value biomethane holds for industrial applications.

Dall'Italia dei mille campanili, un potenziale da 15 miliardi di Smc di biometano

Il nuovo report Snam e CIB restituisce una mappa dettagliata sul potenziale del biometano nel nostro Paese al 2050, analizzando 107 province e 16 differenti matrici.

di Laura Simionato

Entro il 2050, l'Italia potrebbe disporre di un potenziale di produzione di 15,3 miliardi Smc di biometano. Un numero che, se le condizioni tecniche, organizzative, infrastrutturali e di policy considerate nello scenario dovessero concretizzarsi, consoliderebbe ulteriormente il ruolo che i gas rinnovabili giocano già oggi nel sistema energetico nazionale.
È lo studio "Il potenziale del biometano nelle province italiane", realizzato da Snam in collaborazione con CIB Consorzio Italiano Biogas, a fotografare il potenziale della filiera provincia per provincia: 8,1 miliardi di Smc al 2030, 12,4 al 2040 e oltre 15 al 2050. Al centro dello sviluppo l'agricoltura, il sequential cropping e, nel lungo periodo, la crescita della gassificazione delle biomasse solide.

L'elemento distintivo dell'analisi non è soltanto la dimensione del numero finale, ma il metodo utilizzato: per la prima volta il potenziale viene analizzato con un dettaglio provinciale, prendendo in considerazione 107 province e la relativa disponibilità di 16 differenti tipologie di biomassa, oltre alle due principali tecnologie di conversione, digestione anaerobica in primis e gassificazione termochimica.

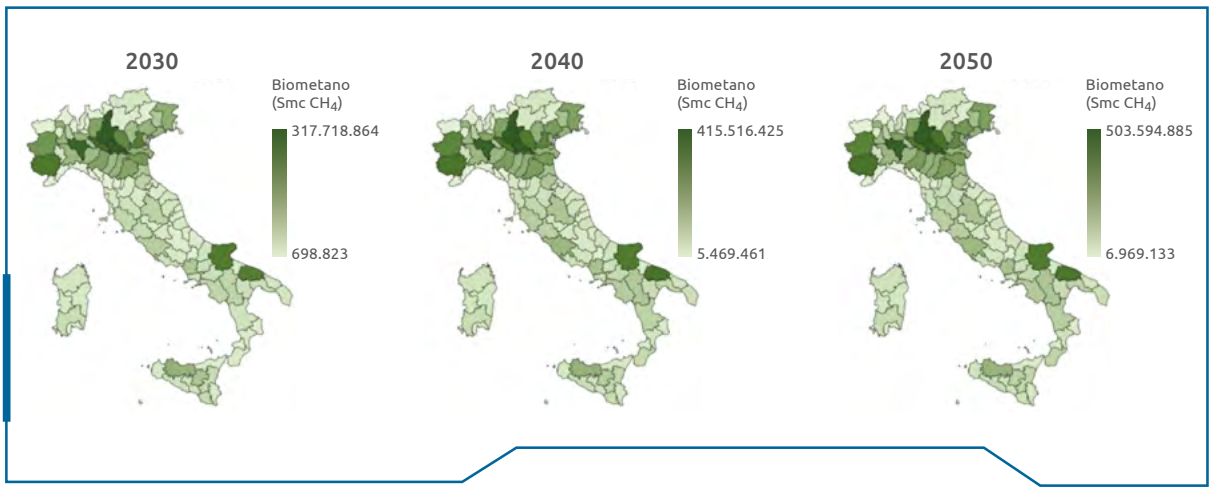
Uno degli aspetti più rilevanti dello studio riguarda il superamento delle analisi già disponibili basate su valori medi nazionali. Il potenziale delle diverse biomasse esaminate è stato, infatti, calcolato a livello provinciale a partire da quello teorico per arrivare a quello disponibile valutato in funzione delle caratteristiche agronomiche dei suoli, delle caratteristiche degli allevamenti, della presenza di altre filiere di recupero, della maturità delle diverse supply chain.

I 15,3 miliardi di Smc al 2050 non rappresentano, quindi, una previsione automatica della produzione effettiva, ma il potenziale che potrebbe essere raggiunto considerando l'evoluzione delle condizioni e delle ipotesi adottate nello studio. Il report stesso sottolinea che il risultato dipende da fattori quali lo sviluppo tecnologico, la crescita delle competenze, l'organizzazione delle filiere e il mantenimento di politiche favorevoli allo sviluppo del settore.

DIGESTIONE ANAEROBICA: I NUMERI DEL REPORT
Secondo lo scenario elaborato da Snam e dal CIB, il 2030 a 12,4 miliardi nel 2040, fino a raggiungere 15,3 miliardi nel 2050. La tecnologia della digestione anaerobica rappresenta il 98% del potenziale al 2030 (8,1 miliardi Smc), con la gassificazione stimata in crescita nel successivo periodo che termina al 2050.

La mappa energetica, costruita provincia per provincia, restituisce un'immagine articolata della filiera italiana che premia anche il Meridione. Il Nord mantiene sicuramente un ruolo centrale, grazie alla concentrazione delle attività agricole e zootecniche, ma nel tempo cresce il contributo del Mezzogiorno e delle aree caratterizzate da una maggiore disponibilità di biomasse. Il biome-

FIGURA 3 - LA DISTRIBUZIONE DEL POTENZIALE DI BIOMETANO PER PROVINCIA NELLO SCENARIO



tano potrebbe diventare, così, uno dei fattori di riequilibrio della geografia energetica del Paese.

IL MOTORE DELLA CRESCITA: I SECONDI RACCOLTI

La crescita del potenziale dipende in modo significativo dall'adozione di pratiche agronomiche innovative e dallo sviluppo logistico. Il principale fattore di sviluppo individuato dal report è il sequential cropping, ovvero l'introduzione di una coltura aggiuntiva tra due raccolti principali, uno dei cardini del Biogasfattobene®, l'approccio per una produzione food&energy integrata e sostenibile di biogas e biometano portato avanti dal CIB e poi validato a livello europeo.

In altre parole, come noto, si tratta di inserire una coltura nel periodo che intercorre tra due raccolti principali a uso feed/food, evitando così di lasciare nudo il terreno per mesi. Il sequential cropping consente, quindi, di rispettare i requisiti di sostenibilità, in quanto evita il mutamento di destinazione d'uso del terreno rispetto ai fabbisogni alimentari umani e animali.

È un elemento centrale per comprendere la dimensione dello scenario al 2050: una parte significativa del potenziale del biometano italiano non dipende soltanto dal recupero di biomasse residuali già disponibili, ma dalla diffusione di nuovi modelli di gestione agronomica.

Al 2050, oltre il 60% della biomassa utilizzabile in processi di digestione anaerobica proviene da colture derivanti da questa pratica agronomica e potrebbe generare 7,3 miliardi di Smc di biometano. Dall'agricoltura provengono anche le biomasse residuali più importanti, come gli effluenti zootecnici e i residui agricoli, che insieme costituiscono circa il 25% della biomassa disponibile per la digestione anaerobica al 2050. Effluenti zootecnici e residui agricoli contribuirebbero rispettivamente con 2 e 1 miliardi di Smc.

NORD IN TESTA, MA CRESCE IL PESO DEL MEZZOGIORNO

Nel 2030 la produzione potenziale rimane fortemente concentrata nelle province caratterizzate da una maggiore disponibilità di biomasse agricole e zootecniche. Brescia, Mantova e Pavia cavalcano la classifica, seguite da altre province della Pianura Padana. Accanto a queste, emergono già territori come Foggia e Bari, dove il sequential cropping rappresenta una componente particolarmente rilevante del potenziale.

Nelle principali province meridionali e insulari presenti nella graduatoria del 2030, il peso delle colture sequenziali raggiunge, infatti, quote comprese tra il 77% e il 91% del potenziale considerato. A Foggia, nello scenario 2030, il sequential cropping rappresenta il 91% del potenziale, a

TABELLA 2 - POTENZIALE DI BIOMETANO DA DIGESTIONE ANAEROBICA (MILIONI DI STANDARD METRI CUBI)

Matrice	2030	2040	2050
Effluenti zootecnici	1.493	1.736	2.023
Residui agricoli	596	835	1.044
Sequential cropping	4.886	6.139	7.287
FORSU	612	713	742
Residui agroindustriali	285	324	359
Fanghi urbani	15	29	49
Fanghi industriali	11	11	12
Erba dai bordi stradali	25	25	25
Prati marginali	8	10	11
Rifiuti della ristorazione	1	1	2
Totale	**7.931**	**9.823**	**11.554**

FIGURA 8 – IL POTENZIALE DI BIOMETANO NELLE MAGGIORI PROVINCE PRODUTTRICI AL 2030
(MILIONI DI STANDARD METRI CUBI)

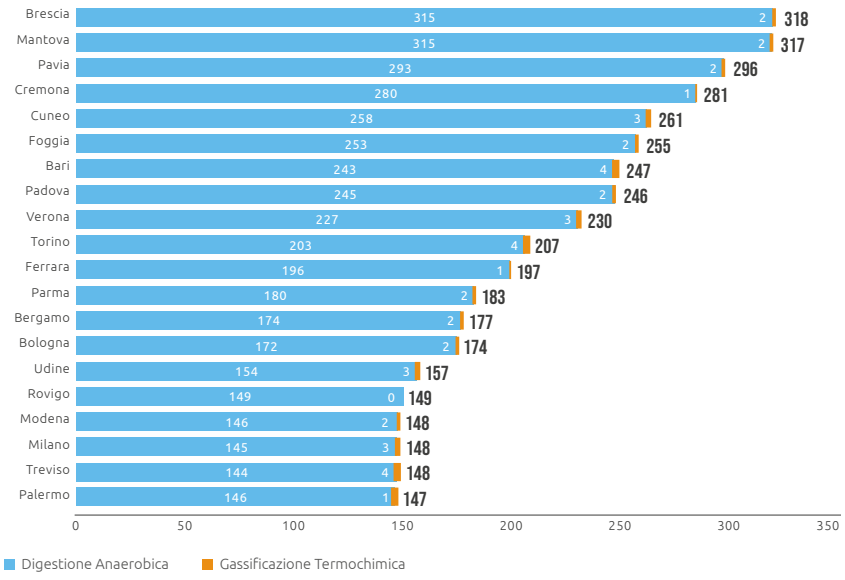
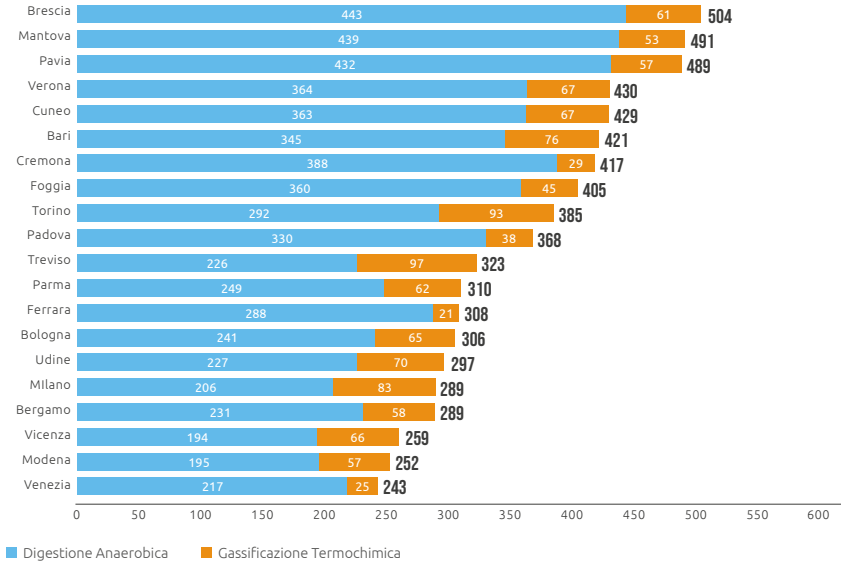


FIGURA 10 – IL POTENZIALE DI BIOMETANO NELLE MAGGIORI PROVINCE PRODUTTRICI AL 2050
(MILIONI DI STANDARD METRI CUBI)



Bari l'87%.

Al 2050 la classifica delle prime province produttrici vede ancora ai vertici Brescia, Mantova e Pavia, ma il contributo di Bari, Foggia e di altri territori meridionali diventa sempre più significativo. Le prime 20 province rappresenterebbero il 47% del potenziale nazionale complessivo, mentre la quota attribuibile alle province del Nord all'interno di questo gruppo scenderebbe al 42% del totale nazionale.

La distribuzione territoriale del potenziale tende, quindi, a diventare meno concentrata. L'indice di Gini utilizzato nello studio passa da 0,53 nel 2030 a 0,45 nel 2050, segnalando una progressiva diffusione del potenziale produttivo sul territorio nazionale.

Guardando alla differente produttività potenziale per unità di superficie delle province, questa presenta delle importanti implicazioni per l'ubicazione degli impianti di produzione del biometano. Nelle province a più alta produttività, una data produzione di biometano può essere conseguita con un minor raggio di approvvigionamento della biomassa necessaria, e di conseguenza con minori costi per il suo trasporto verso l'impianto e con una sua maggiore sostenibilità, dati i minori consumi energetici connessi alla sua movimentazione. Ancora, a parità di raggio di approvvigionamento, nelle province a più alta produttività può essere reperita una maggiore quantità di biomassa, consentendo una più grande dimensione dell'impianto produttivo che può, quindi, godere di maggiori economie di scala.

In questo caso, al 2050, guidano le classifiche Cremona (236mila Smc ogni km²), Monza (229mila) e Lodi (225mila).

Da evidenziare l'elemento fondamentale che differenzia il sequential cropping da tutte le altre matrici: per queste ultime la crescita è determinata da miglioramenti tecnici e organizzativi che consentono lo sfruttamento di un potenziale in gran parte già oggi esistente, trattandosi di biomasse residuali rispetto a processi primari già in essere; nel caso del sequential cropping parliamo di biomassa addizionale rispetto al contesto attuale. Questo perché si tratta di una matrice la cui disponibilità è, entro certi limiti, programmabile, in grado cioè di adeguarsi alla domanda e al valore di mercato del biometano. La stima della sua disponibilità potenziale futura non può, quindi, prescindere completamente da una visione sul ruolo prospettico del biometano nel sistema energetico.

LA VERA SFIDA DOPO IL PNRR

Secondo il quadro delineato da Snam e CIB, dunque, il potenziale tecnico esiste, ma per trasformarlo in capacità produttiva sarà necessario costruire una filiera in grado di renderlo effettivamente disponibile. La crescita del settore richiederà una programmazione territoriale sempre più accurata, soprattutto nelle aree caratterizzate da maggiore densità di risorse e di progetti, evitando la competizione per l'approvvigionamento delle biomasse. Una pianificazione coordinata consentirebbe di ridurre i costi logistici e migliorare l'efficienza complessiva della filiera.

Lo sviluppo del biometano va considerato non come mera costruzione di nuovi impianti, ma come evoluzione simultanea di diversi fattori: diffusione di pratiche agricole innovative come il sequential cropping, sviluppo delle filiere per il recupero delle bio-

masse residuali, maturità tecnologica, crescita della capacità logistica e organizzativa, continuità delle politiche di sostegno.

"Dallo studio - spiega Lorella Rossi, Responsabile Area Tecnica del CIB, che ha contribuito alla realizzazione del report - emerge chiaramente il ruolo essenziale dell'agricoltura: coltivazione di sequential crops e uso agronomico del digestato sono fasi cruciali per il successo delle iniziative, ove le competenze degli agricoltori sono preziose. Oggi, grazie al Decreto 2022, il settore biometano è in rapido e significativo sviluppo; ritengo che il giusto connubio tra imprenditoria agricola e industriale sia la chiave per garantire lo sviluppo di iniziative ben integrate nel tessuto locale e rispettose delle peculiarità dei territori".



Lo studio "Il potenziale del biometano nelle province italiane" è scaricabile e disponibile nel sito del CIB *www.consorziobiogas.it/pubblicazioni*

FIGURA 16 – PRODUTTIVITÀ DI BIOMETANO POTENZIALE NELLE MAGGIORI PROVINCE PRODUTTRICI AL 2050
(MIGLIAIA DI STANDARD METRI CUBI / KM²)

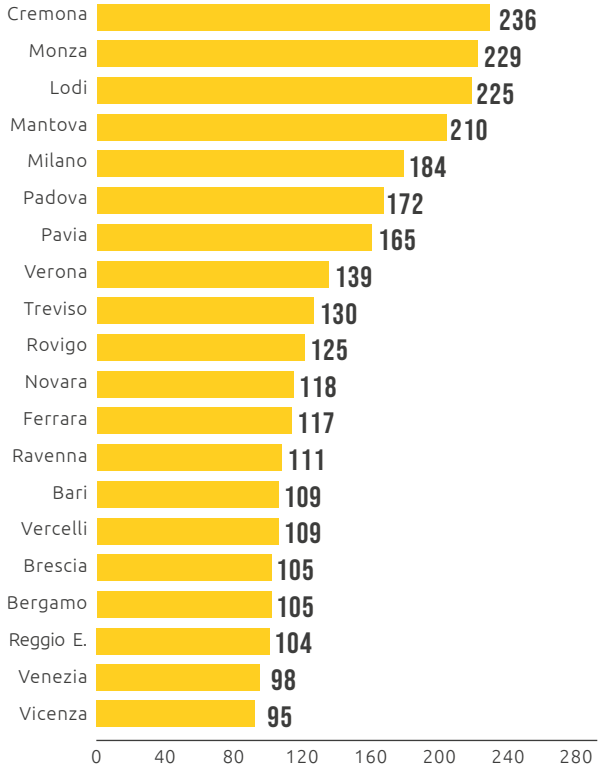


FIGURA 11 – IL RUOLO DEL SEQUENTIAL CROPPING NELLE MAGGIORI PROVINCE PRODUTTRICI AL 2030
(MILIONI DI STANDARD METRI CUBI)

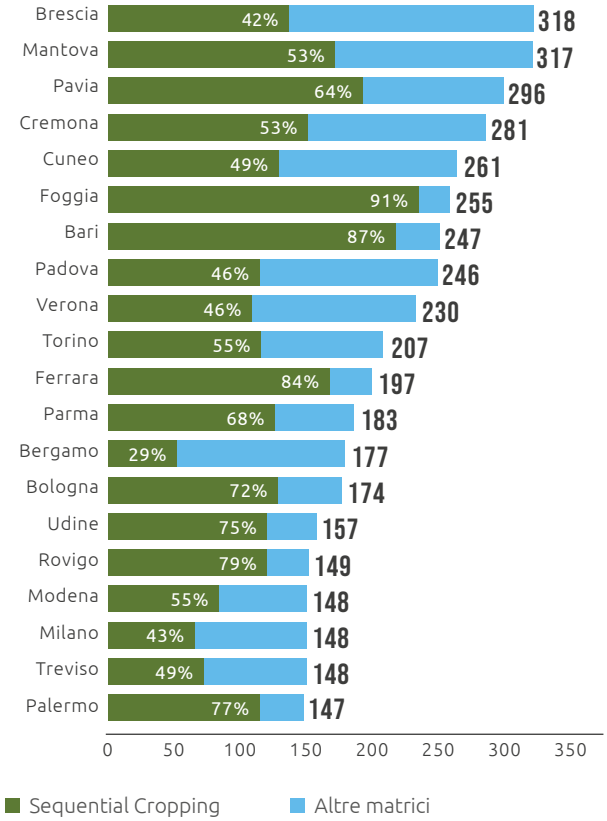
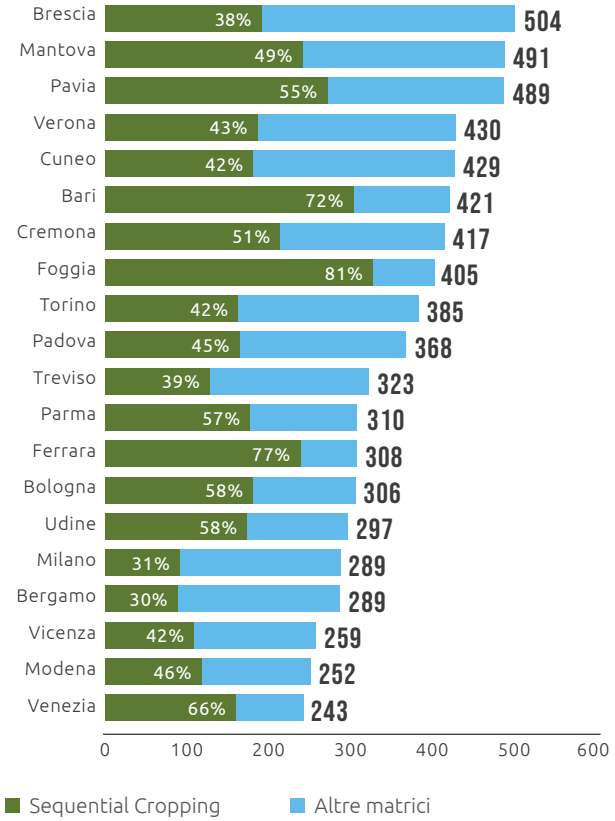


FIGURA 12 – IL RUOLO DEL SEQUENTIAL CROPPING NELLE MAGGIORI PROVINCE PRODUTTRICI AL 2050
(MILIONI DI STANDARD METRI CUBI)



Across Italy's local territories, a potential of 15 billion Scm of biomethane

The new report by Snam and CIB provides a detailed map of biomethane potential in our country through 2050, analyzing 107 provinces and 16 different feedstocks.

By 2050, Italy could count on a production potential of 15.3 billion Smc of biomethane. A figure that, should the technical, organizational, infrastructural, and policy conditions considered in the scenario materialize, would further consolidate the role that renewable gases already play today in the national energy system.

The study "The biomethane potential in Italian provinces", produced by Snam in collaboration with CIB (Italian Biogas Consortium), captures the supply chain's potential province by province: 8.1 billion Smc by 2030, 12.4 by 2040, and over 15 by 2050. At the core of this growth are agriculture, sequential cropping, and, over the long term, the expansion of solid biomass gasification.

The defining element of the analysis is not merely the magnitude of the final figure, but the methodology used: for the first time, potential is analyzed at the provincial level, taking into account 107 provinces and the corresponding availability of 16 different types of biomass, alongside the two primary conversion technologies—anaerobic digestion first and foremost, followed by thermochemical gasification.

One of the most significant aspects of the study involves moving beyond existing analyses based on national averages. Indeed, the potential of the various feedstocks examined was calculated at the provincial level, starting from theoretical values to reach available potential assessed according to soil agronomic characteristics, livestock farming features, the presence of other recovery supply chains, and the maturity of different supply networks.

The 15.3 billion Smc by 2050 does not, therefore, represent an automatic forecast of actual production, but rather the potential achievable considering the evolution of conditions and assumptions adopted in the study. The report itself emphasizes that the result hinges on factors such as technological advancement, skill development, supply chain organization, and the continuation of supportive sector policies.

ANAEROBIC DIGESTION: FIGURES FROM THE REPORT

According to the scenario developed by Snam and CIB, the available biomethane potential for the market would increase from 8.1 billion Smc in 2030 to 12.4 billion in 2040, reaching 15.3 billion in 2050. Anaerobic digestion technology accounts for 98% of the potential by 2030 (8.1 billion Smc), with gasification expected to grow in the subsequent period ending in 2050.

The energy map, built province by province, offers a detailed picture of the Italian supply chain that also highlights the South. While the North undoubtedly maintains a central role due to the concentration of agricultural and livestock activities, the contribution of Southern Italy and areas with higher biomass availability increases over time. Biomethane could thus become a key factor in rebalancing the country's energy geography.

THE GROWTH ENGINE: SEQUENTIAL CROPPING

The growth in potential relies heavily on the adoption of innovative agronomic practices and logistical development. The primary growth driver identified by the report is sequential cropping—the introduction of an additional crop between two main harvests—which is one of the pillars of Biogasfattobene®, the integrated, sustainable food & energy approach to biogas and biomethane production championed by



CIB and subsequently validated at the European level.

In other words, as is well known, this means planting a crop in the period between two main food/feed harvests, thereby avoiding leaving the soil bare for months. Sequential cropping thus meets sustainability criteria, as it prevents land-use change away from human and animal food needs.

This is a central element in understanding the scale of the 2050 scenario: a significant portion of Italy's biomethane potential relies not only on recovering existing residual biomass, but on spreading new agronomic management models.

By 2050, over 60% of the biomass suitable for anaerobic digestion will come from crops produced through this practice, potentially generating 7.3 billion Smc of biomethane. Agriculture also supplies the most important residual biomasses, such as livestock manure and crop residues, which together account for about 25% of the biomass available for anaerobic digestion by 2050. Livestock manure and crop residues would contribute 2 billion and 1 billion Smc, respectively.

NORTH IN THE LEAD, BUT THE SOUTH GAINS WEIGHT

In 2030, potential production remains heavily concentrated in provinces with greater availability of agricultural and livestock biomass. Brescia, Mantua, and Pavia lead the rankings, followed by other provinces in the Po Valley. Alongside these, areas such as Foggia and Bari are already emerging, where sequential cropping accounts for a particularly significant share of the potential.

In the major southern and island provinces featured in the 2030 rankings, sequential crops account for between 77% and 91% of the estimated potential. In Foggia, under the 2030 scenario, sequential cropping represents 91% of the potential, and in Bari 87%.

By 2050, the top producing provinces are still led by Brescia, Mantua, and Pavia, but the contribution of Bari, Foggia, and other southern areas becomes increasingly significant. The top 20 provinces would account for 47% of the total national potential, while the Northern provinces' share within this group would drop to 42% of the national total.

The geographical distribution of potential thus becomes less concentrated. The Gini index used in the study decreases from 0.53 in 2030 to 0.45 in 2050, signaling a progressive dispersion of production potential across the national territory.

Looking at the differing potential productivity per unit of land area across provinces, this carries important implications for the siting of biomethane production plants. In provinces with higher land productivity, a given biomethane yield can be achieved within a smaller biomass sourcing radius, leading to lower transport costs to the plant and greater sustainability due to reduced energy consumption from transport. Furthermore, for the same sourcing radius, higher-productivity provinces yield greater biomass quantities, enabling larger facility scale and superior economies of scale.

In this regard, by 2050, Cremona (236,000 Smc per km²), Monza (229,000), and Lodi (225,000) top the rankings.

It is important to emphasize the fundamental factor distinguishing sequential cropping from all other feedstocks: for the latter, growth is driven by technical and organizational improvements that enable the exploitation of potential that already largely exists today, as these are residual biomasses from ongoing primary processes; in contrast, sequential cropping provides biomass that is additional to the current baseline. This is because its availability is, within certain limits, controllable—meaning it can adapt to market demand and biomethane prices. Estimating its future potential availability therefore cannot be detached from a broader outlook on the future role of biomethane in the energy mix.

THE REAL CHALLENGE AFTER THE NRRP

According to the framework outlined by Snam and CIB, the technical potential is clearly present, but turning it into actual production capacity will require building a supply chain capable of unlocking it. The sector's expansion will demand increasingly precise regional planning, particularly in areas with higher density of resources and projects, to avoid competition for biomass feedstock. Coordinated planning would help reduce logistical costs and improve overall supply chain efficiency.

The growth of biomethane should be viewed not merely as constructing new plants, but as the simultaneous evolution of multiple factors: the adoption of innovative agricultural practices like sequential cropping, the development of residual biomass recovery chains, technological maturity, expanded logistical and organizational capacity, and sustained policy support.

“The study clearly highlights the essential role of agriculture,” explains Lorella Rossi, Head of the Technical Department at CIB, who contributed to the report. “Cultivating sequential crops and utilizing digestate agronomically are crucial steps for success, where farmers' expertise is invaluable. Today, thanks to the 2022 Decree, the biomethane sector is expanding rapidly; I believe the right synergy between agricultural and industrial entrepreneurship is key to ensuring well-integrated local initiatives that respect the unique characteristics of each territory.”



The study "The biomethane potential in Italian provinces" is available for download on the CIB website at www.consorziobiogas.it/pubblicazioni.

Farming Days 2026: com'è andato il tour tra Caravaggio e Sozzago

di Laura Simionato

Lombardia e Piemonte sono state le regioni protagoniste dell'edizione 2026 dei Farming Days, l'appuntamento annuale promosso dal CIB – Consorzio Italiano Biogas per incontrare le aziende agricole protagoniste dello sviluppo del biogas e del biometano agricolo in Italia.

La prima tappa si è tenuta il **23 giugno**, presso l'azienda agricola Bizzoni a Caravaggio (BG), mentre la seconda il **24 settembre**, presso l'azienda agricola Ubezio a Sozzago (NO).

Come di consueto, il programma delle due giornate ha messo al centro le **10 azioni di Farming for Future** e le pratiche agroecologiche sostenibili fondamentali per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione, attraverso sessioni di approfondimento sui temi di attualità di settore e gestione del digestato, ma anche prove in campo con le macchine agricole e visite agli impianti biometano.

L'edizione 2026 dei Farming Days è stata patrocinata dal **Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica**, dal **Ministero delle Imprese e del Made in Italy** e dal **Ministero dell'Università e della Ricerca**, con il supporto di Ecomondo, il sostegno di **40 aziende sponsor** e la main sponsorship di **Crédit Agricole** e **New Holland**, che ha presentato i vantaggi del biometano per la gestione sostenibile delle aziende agricole attraverso dimostrazioni in campo con due modelli del trattore a biometano (T4 e T6).

Gli eventi hanno ottenuto, inoltre, il patrocinio dell'Ordine dei Dottori Agronomi e dei Dottori Forestali della Provincia di Bergamo e del Collegio dei Periti Agrari e dei Periti Agrari Laureati della Provincia di Milano (tappa Caravaggio), dell'Ordine interprovinciale dei Dottori Agronomi e Dottori Forestali del Piemonte e del Collegio Nazionale degli Agrotecnici e degli Agrotecnici laureati (tappa Sozzago).



AZIENDA AGRICOLA BIZZONI. LA PRIMA TAPPA NEL BERGAMASCO

La prima tappa è stata l'occasione per **inaugurare l'impianto di biometano** dell'Azienda agricola Bizzoni, realizzato grazie ai finanziamenti del PNRR.

L'Azienda Agricola Bizzoni affonda le proprie radici nei primi anni del Novecento e rappresenta oggi un esempio di come tradizione agricola e innovazione possano integrarsi in un modello di economia circolare. Nel corso della sua storia, l'azienda ha accompagnato l'evoluzione dell'agricoltura italiana, passando dalla risicoltura e dalle marcite all'allevamento bovino e, successivamente, a quello suinicolo. Oggi ospita un allevamento di 12.200 suini gestiti in soccida, con una crescente attenzione al benessere animale.

La svolta energetica arriva nel 2009 con l'entrata in funzione dell'impianto di biogas da 990 kW elettrici, recente-

mente convertito in un **impianto di biometano da 250 Sm³/h**. A completare il modello circolare dell'azienda contribuisce l'impianto di strippaggio dell'ammoniaca per la gestione del digestato. Grazie a questo processo, i Bizzoni sono iscritti al Registro nazionale dei produttori di fertilizzanti coprono il 95% del proprio fabbisogno senza ricorrere al mercato esterno per l'acquisto dei fertilizzanti.



I **443 partecipanti** alla tappa hanno potuto, così, conoscere da vicino **tutte e dieci le pratiche del modello Farming For Future**, applicate da Bizzoni nella sua azienda, grazie alla visita dell'Area Expo Macchine agricole sostenibili, le prove in campo, la visita all'impianto. Le istituzioni del territorio hanno discusso delle **sfide energetiche in Regione Lombardia**, con un focus sul ruolo del biogas e del biometano agricolo: oggi la regione con il maggior numero di imprese agricole coinvolte nello sviluppo del biometano (quasi un terzo dei progetti sostenuti dal PNRR a livello nazionale). Gli impianti previsti consentiranno di produrre oltre 500 milioni di Sm³ di biometano all'anno, sostenuti da investimenti pari a circa 1 miliardo di euro, di cui 420 milioni di fondi del PNRR già assegnati. Un primato che trova nella Provincia di Cremona un territorio simbolo di questa crescita, grazie alla forte vocazione zootecnica e agricola. A portare lo scenario del settore è intervenuto Attilio Punzo, Direttore della Direzione Riconoscimento Incentivi e Titoli del GSE, oltre alle principali organizzazioni agricole lombarde – Antonio Boselli, Presidente Confagricoltura Lombardia, Gianfranco Comincioli, Presidente Coldiretti Lombardia – e Damiano di Simine, Coordinatore Scientifico di Legambiente Lombardia.

Gli esperti di CIB e CIB Service hanno analizzato durante la sessione pomeridiana le opportunità di sviluppo delle bioenergie oltre l'orizzonte del PNRR e approfondito il tema del trattamento del digestato e della produzione di fertilizzanti rinnovabili, una leva sempre più strategica per rafforzare l'autonomia delle aziende agricole e ridurre la dipendenza dai fertilizzanti di sintesi.

AZIENDA AGRICOLA UBEZIO. LA SECONDA TAPPA NEL NOVARESE

Oltre **340 persone hanno partecipato alla seconda giornata** presso l'Azienda agricola Ubezio a Sozzago (NO), animando il convegno dedicato ad approfondimenti sull'attualità biogas/biometano, digestato e fertilizzanti, l'area networking con le aziende sponsor, l'Area Expo Macchine e le prove in campo sulla distribuzione del digestato e sulle minime lavorazioni.

L'Azienda Agricola Ubezio, guidata dalla quinta generazione della famiglia, si estende oggi su **370 ettari**, dedicati principalmente a riso e seminativi. L'azienda sta realizzando un **impianto di biometano da 250 Smc/h**, sostenuto anche dalle risorse del PNRR, la cui produzione partirà a breve. Il progetto prevede, inoltre, la valorizzazione del digestato nei terreni aziendali e una rete con allevatori e altre aziende agricole del territorio per il conferimento dei reflui zootecnici e l'approvvigionamento delle biomasse.

La giornata è entrata nel vivo con le prove in campo sulla **distribuzione del digestato e sulle minime lavorazioni**, curate da CIB e Farming for Future Foundation, per poi dedicare il convegno alla filiera del biogas e del biometano in Piemonte, con un confronto sulle potenzialità del settore e sulle proposte per valorizzare i territori. Sono intervenuti il sindaco di Sozzago Agostino Antonini, il presidente della Provincia di Novara Marco Caccia, l'assessore regionale Matteo Marnati, il Presidente CIA interprovinciale Novara Vercelli VCO, Gaudenzio Bernascone, Domenico Pautasso, Direttore della Federazione interprovinciale Coldiretti Novara-Vco e il Direttore di Legambiente Piemonte e Valle d'Aosta, Sergio Capelli.

Nel pomeriggio, il consueto **approfondimento formativo** sull'attuale quadro normativo e sui nuovi scenari per le aziende agricole, condotto dagli esperti di CIB e CIB Service.

Farming Days 2026: highlights beetween Caravaggio and Sozzago

Lombardy and Piedmont were the starring regions of the 2026 edition of Farming Days, the annual event promoted by CIB – Italian Biogas Consortium to meet the agricultural companies leading the development of agricultural biogas and biomethane in Italy.

The first stage took place on June 23 at the Bizzoni farm in Caravaggio (Bergamo), while the second stage was held on September 24 at the Ubezio farm in Sozzago (Novara).

As usual, the two-day program focused on the 10 actions of Farming for Future and the sustainable agroecological practices essential for achieving decarbonization targets, through deep-dive sessions on current sector topics and digestate management, as well as field trials with agricultural machinery and visits to biomethane plants.

The 2026 edition of Farming Days was granted the patronage of the Ministry of Environment and Energy Security, the Ministry of Enterprises and Made in Italy and the Ministry of Universities and Research, with the support of Ecomondo, the backing of 40 sponsor companies, and the main sponsorship of Crédit Agricole and New Holland, which showcased the advantages of biomethane for sustainable farm management through field demonstrations with two biomethane tractor models (T4 and T6).

Furthermore, the events received the patronage of the Association of Certified Agronomists and Foresters of the Province of Bergamo and the College of Agricultural Technicians and Graduated Agricultural Technicians of the Province of Milan (Caravaggio stage), as well as the Interprovincial Association of Certified Agronomists and Foresters of Piedmont and the National College of Agrotechnicians and Graduated Agrotechnicians (Sozzago stage).

BIZZONI FARM: THE FIRST STAGE IN THE BERGAMO AREA

The first stage provided the opportunity to inaugurate the biomethane plant at the Bizzoni farm, constructed thanks to NRRP funding.

The Bizzoni farm traces its roots back to the early 20th century and today represents an example of how agricultural tradition and innovation can integrate into a circular economy model. Throughout its history, the company accompanied the evolution of Italian agriculture, transitioning from rice farming and flooded winter meadows (*marcite*) to cattle farming and, subsequently, pig farming. Today it houses 12,200 pigs managed under contract farming, with an increasing focus on animal welfare.

The energy turning point came in 2009 with the commissioning of a 990 kWe biogas plant, recently converted into a 250 Sm^3/h biomethane plant. Completing the farm's circular model is an ammonia stripping plant for digestate management. Thanks to this process, the Bizzoni family is registered in the National Register of Fertilizer Producers, covering 95% of their needs without relying on external markets for fertilizer purchases.

The 443 participants at this stage were thus able to gain first-hand experience with all ten practices of the Farming For Future model as implemented by Bizzoni on his farm, through visits to the Sustainable Agricultural Machinery Expo Area, field trials, and plant tours. Local authorities discussed energy challenges in the Lombardy Region, focusing on the role of agricultural biogas and biomethane: today, Lombardy is the region with the highest number of agricultural businesses involved in biomethane development (representing nearly one-third of NRRP-supported projects nationwide). The planned facilities will produce over 500 million Sm^3 of biomethane annually, backed by investments totaling approximately €1 billion, of which €420 million in NRRP funds have already been awarded. This leadership position finds a symbol of growth in the Province of Cremona, thanks to its strong livestock and agricultural tradition. Sector perspectives were shared by Attilio Punzo, Director of the Incentive and Credit Recognition Directorate at GSE, along with leading Lombard agricultural organizations—Antonio Boselli, President of Confagricoltura Lombardia, Gianfranco Comincioli, President of Coldiretti Lombardia—and Damiano di Simine, Scientific Coordinator of Legambiente Lombardia.



During the afternoon session, experts from CIB and CIB Service analyzed bioenergy development opportunities beyond the NRRP horizon and explored the topic of digestate treatment and renewable fertilizer production, an increasingly strategic lever to strengthen farm autonomy and reduce reliance on synthetic fertilizers.

UBEZIO FARM: THE SECOND STAGE IN THE NOVARA AREA

Over 340 people attended the second day at the Ubezio farm in Sozzago (Novara), taking part in the conference dedicated to in-depth insights into current biogas/biomethane issues, digestate, and fertilizers, the networking area with sponsor companies, the Machinery Expo Area, and field trials on digestate application and minimum tillage.

The Ubezio farm, managed by the family's fifth generation, currently spans 370 hectares, primarily dedicated to rice and arable crops. The farm is constructing a 250 Smc/h biomethane plant, supported in part by NRRP resources, with production expected to begin shortly. The project also includes digestate valorization on company land and a network with local livestock farmers and agricultural enterprises for livestock manure supply and biomass procurement.

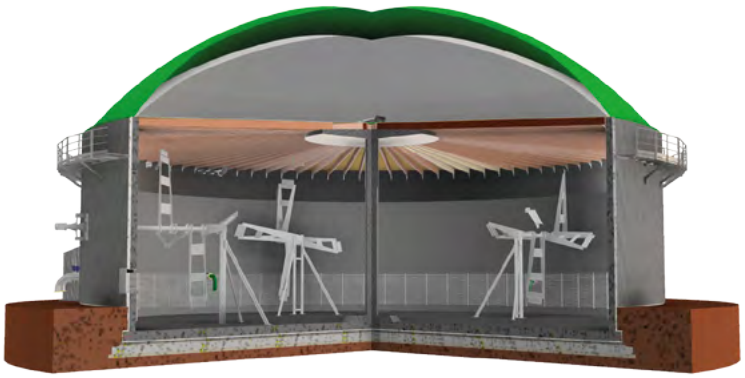
The day got underway with field trials on digestate application and minimum tillage, organized by CIB and the Farming for Future Foundation, followed by a conference dedicated to the biogas and biomethane supply chain in Piedmont, focusing on sector potential and proposals to enhance local territories. Speakers included the mayor of Sozzago Agostino Antonini, the President of the Province of Novara Marco Caccia, Regional Councillor Matteo Marnati, the President of CIA Interprovincial Novara Vercelli VCO Gaudenzio Bernascone, Domenico Pautasso, Director of the Interprovincial Coldiretti Federation Novara-Vco, and the Director of Legambiente Piedmont and Aosta Valley Sergio Capelli.

In the afternoon, CIB and CIB Service experts conducted the usual training session on the current regulatory framework and new scenarios for agricultural enterprises.

AA-FES

Fermentation Energy System

UN IMPIANTO PROGETTATO BENE È UN IMPIANTO CHE SI RIPAGA DA SUBITO



PROGETTAZIONE ESECUTIVA COMPLETA

LA STRATEGIA VINCENTE PER IL TUO IMPIANTO A BIOGAS



DAL 3 AL 6 NOVEMBRE
TI ASPETTIAMO A
ECOMONDO 2026
SETTORE D4 STAND 030

PER SAPERNE DI PIÙ

AA-FES SRL STP
Via Peter Mayr, 6 • 39054 Renon (BZ)
+39 392 9627471 • www.aa-fes.org • info@aa-fes.org

Biometano, dalla produzione agricola alla domanda industriale: i BPA aprono una nuova fase

Dalla produzione agricola all'industria: 60 accordi per 180 milioni di Smc/anno mostrano la crescita della domanda di biometano nei settori energivori.

di Camilla Doninelli

Sessanta accordi per 180 milioni di Smc di biometano all'anno. È la fotografia dell'attività sviluppata dal CIB e da CIB Service per mettere in relazione la produzione di biometano agricolo con la domanda dell'industria. Dietro questi numeri c'è un mercato che sta iniziando a strutturarsi, con l'industria che guarda al biometano come a una risorsa da integrare nei propri percorsi di decarbonizzazione.

È questo il tema al centro del confronto promosso dal Consorzio Italiano Biogas il 17 settembre a Milano, nella sede di Assolombarda. I volumi già contrattualizzati interessano soprattutto alcuni dei comparti industriali considerati maggiormente energivori: il 46% riguarda l'acciaio, il 14% la carta, l'11% la ceramica, cemento e laterizi, il 10% la chimica, il 7% l'alimentare e il 2% la plastica. Una distribuzione che racconta dove il biometano può trovare oggi uno spazio concreto: nei processi in cui il gas mantiene un ruolo importante e la sostituzione delle fonti fossili presenta maggiori difficoltà.

Il valore di questi accordi emerge soprattutto nel cambiamento del rapporto tra produzione e consumo. Per un'azienda agricola, poter contare su una domanda definita e su un accordo di medio-lungo periodo significa avere maggiore visibilità sulla destinazione della produzione e può contribuire a rendere più solido l'investimento. Per l'industria, invece, il contratto consente di programmare una parte dell'approvvigionamento di gas rinnovabile e di collegarla al proprio percorso di riduzione delle emissioni. È qui che i BPA acquistano il loro significato: non semplicemente un contratto di fornitura, ma uno strumento che mette in relazione due esigenze complementari.

Lorenzo Poli, Presidente di Assocarta



L'evoluzione normativa ha avuto un ruolo importante. L'articolo 5-bis del DL Agricoltura ha introdotto la possibilità di sviluppare accordi di compravendita del biometano anche di lungo periodo, favorendo un rapporto più diretto tra produttori e consumatori e contribuendo alla costruzione di un mercato legato alla domanda industriale.

La prospettiva è ora quella di consolidare il mercato e favorire nuovi accordi di lungo periodo. La domanda dei comparti energivori rappresenta un'opportunità concreta per il biometano, ma perché possa tradursi in un mercato strutturato servono continuità normativa, disponibilità di prodotto e condizioni contrattuali sostenibili per entrambe le parti.

I BPA possono contribuire a costruire questa relazione, affiancando gli strumenti di sostegno alla produzione con una domanda industriale già individuata. La sfida è fare in modo che questi accordi diventino uno strumento sempre più consolidato

per accompagnare la decarbonizzazione delle imprese e valorizzare il contributo dell'agricoltura alla transizione energetica.

Tra i comparti industriali che guardano al biometano per accompagnare la decarbonizzazione e rafforzare la competitività delle imprese ci sono la carta e l'acciaio. Le prospettive di utilizzo del gas rinnovabile e le esigenze di queste due filiere emergono dalle analisi di **Lorenzo Poli**, presidente di Assocarta, e **Amedeo Rosatelli**, del progetto Green Metals di Confindustria Brescia.

LORENZO POLI, PRESIDENTE DI ASSOCARTA

Quanto è già importante oggi il biometano per l'industria cartaria italiana e quale ruolo può arrivare a ricoprire nei prossimi anni, anche in relazione agli obiettivi di decarbonizzazione del settore?
Il biometano rappresenta oggi l'unico vettore energetico decarbonizzato concretamente disponibile per le cartiere italiane. Nell'ultimo anno abbiamo registrato una crescita significativa sia della produzione sia dell'utilizzo di biometano da parte del nostro settore, con numerose cartiere che hanno sottoscritto contratti di fornitura, avviando un percorso progressivo verso gli obiettivi europei di decarbonizzazione. Da un'indagine condotta direttamente presso le aziende del settore emerge che le cartiere italiane, tra contratti già firmati e contratti in valutazione, potrebbero nei prossimi 2/3 anni approvvigionare circa 200 milioni di mc di biometano. Tutto ciò sarà possibile se gli impianti di produzione di biometano in corso di realizzazione saranno effettivamente realizzati.

Lei ha definito il biometano l'unico vettore energetico decarbonizzato concretamente disponibile per le cartiere italiane. Quali sono oggi i principali ostacoli che impediscono al settore di aumentarne ulteriormente l'utilizzo e quali condizioni sarebbero necessarie per superarli?
L'utilizzo di biometano nelle cartiere non presenta ostacoli di natura tecnologica perché è possibile senza alcuna modifica dei nostri impianti di cogenerazione passare dal gas naturale al biometano. Il limite rimane esclusivamente legato alla disponibilità di questo vettore energetico che è molto conteso anche dai settori non hard to abate. Per questo chiediamo al Governo che una quota significativa della produzione di biometano venga riservata agli HTA.

I Biomethane Purchase Agreements (BPA) consentono di costruire rapporti di fornitura di lungo periodo tra produttori agricoli e industria. Dal punto di vista di un comparto energivoro come quello cartario, quanto risulta fondamentale poter contare su forniture rinnovabili stabili e programmabili per accompagnare gli investimenti nella decarbonizzazione e nella competitività industriale?
I BPA hanno sicuramente aperto una nuova fase di sostegno energetico alla filiera cartaria, anche se oggi scontano ancora un legame con le quotazioni del gas naturale sui mercati internazionali. Occorre lavorare per slegare il prezzo di questi contratti dalle problematiche di formazione del prezzo del gas naturale. Se le prospettive di crescita della produzione di questa fonte energetica, secondo le proiezioni di alcuni studi di ricerca, saranno dai 3 ai 3,8 miliardi nel 2030 (comunque sotto l'obiettivo del PNIEC al 2030 5 miliardi di metri cubi) ci aspettiamo che il Governo possa riservare agli HTA una quota di 2 miliardi. Tanto più che nel cartario, in particolare, l'alternativa dell'elettrificazione avrebbe dei costi improponibili per le imprese.

Guardando al prossimo decreto sul biometano, quali condizioni ritenete necessarie per consolidare il rapporto tra filiera agricola e industria e fare dei BPA uno strumento strutturale della decarbonizzazione? In particolare, quale ruolo dovrebbe essere riconosciuto alla domanda dell'industria energy intensive nel nuovo sistema di incentivazione?
Il nuovo decreto biometano deve confermare una via preferenziale di accesso al biometano per le imprese hard to abate magari facendo leva sulla circolarità della carta, che incontrando la circolarità delle matrici agricole circolari, alza ulteriormente il livello di sostenibilità delle economie nazionali tramite la sinergia. Il nuovo decreto dovrebbe inoltre lavorare ad un disaccoppiamento tra prezzo del gas naturale al PSV (o TTF) e il prezzo di acquisto tramite contratti BPA. Fondamentale non prevedere barriere all'ingresso ai nuovi meccanismi per la costruzione o il rifacimento di impianti esistenti a biogas per non lasciare indietro alcuna iniziativa di produzione di biometano.

AMEDEO ROSATELLI, PROGETTO GREEN METALS CONFINDUSTRIA BRESCIA

Green Metals ha individuato nell'articolo 5-bis del DL Agricoltura un'opportunità per lo sviluppo del mercato del biometano. Quale cambiamento concreto ha introdotto la possibilità di stipulare accordi diretti e di lungo periodo tra produttori agricoli e industria?
L'articolo 5-bis del DL Agricoltura ha rappresentato, insieme all'entrata in esercizio degli impianti realizzati grazie al DM 2022, il punto di svolta nello sviluppo del mercato del biometano per i consumatori gasivori hard to abate. Per le categorie interessate l'avvio del mercato del biometano ha infatti rappresentato per il gas naturale quello che è stata l'energy release per il mercato elettrico cioè l'occasione, attraverso contratti di lungo periodo sottoscritti con i Produttori da fonte rinnovabile, di coniugare sviluppo sostenibile e contenimento dei costi.

La crescita degli accordi tra produttori di biometano e imprese industriali mostra l'esistenza di una domanda concreta. Quali sono oggi, dal vostro osservatorio, le con-



Amedeo Rosatelli, progetto Green Metals Confindustria Brescia

dizioni necessarie per far crescere ulteriormente questo mercato e renderlo strutturale?
In analogia con lo sviluppo e le prospettive di tutti i mercati energetici è molto importante la chiarezza e la stabilità del quadro normativo e regolatorio. Ovviamente la crescita di tale mercato richiede lo sviluppo di volumi offerti adeguati ai fabbisogni dei settori hard to abate supportato ovviamente da adeguati meccanismi di incentivazione sostenibili nel medio/lungo periodo anche in termini di impatto sulle bollette.

Per un'impresa industriale energivora, quanto può incidere la disponibilità di biometano attraverso contratti di lungo periodo sulle strategie di decarbonizzazione e sulla competitività? E quanto è importante poter contare su forniture rinnovabili stabili e programmabili?
Il biometano rappresenta oggi la risorsa più immediata ed efficace per contenere le emissioni SCOPE 1 e grazie al DL Agricoltura ciò si realizza anche attraverso un contenimento dei costi energetici. È fondamentale poter mantenere questo duplice aspetto nel medio e lungo periodo anche in relazione a quanto richiesto sempre più frequentemente dai Clienti cui si rivolgono le produzioni "Hard to Abate". Ovviamente contratti stabili, programmabili e complessivamente competitivi sono fondamentali per conseguire questi obiettivi.

Guardando al prossimo decreto sul biometano, quali condizioni ritenete necessarie per dare continuità a questo modello e fare dei BPA uno strumento strutturale di incontro tra la filiera agricola e la domanda industriale?
Fermo restando quanto già espresso sopra è importante che il nuovo decreto sul biometano confermi quanto già stabilito dall'articolo 5-bis del DL Agricoltura favorendo, anche dal punto di vista economico, l'incontro tra la filiera agricola e la domanda industriale dei Settori Hard to Abate attraverso lo sviluppo dei BPA da fonte rinnovabile.

Biomethane, from agricultural production to industrial demand: the BPAs herald a new phase

From agriculture to industry: 60 agreements totalling 180 million Smc per year demonstrate the growing demand for biomethane in energy-intensive sectors.

Sixty agreements for 180 million Smc of biomethane per year. This is a snapshot of the work carried out by CIB and CIB Service to match agricultural biomethane production with industrial demand. Behind these figures lies a market that is beginning to take shape, with industry viewing biomethane as a resource to be integrated into its decarbonisation strategies.

This is the central topic of the discussion organised by the Italian Biogas Consortium on 17 September in Milan, at the Assolombarda headquarters. The volumes already contracted mainly concern certain industrial sectors considered to be the most energy-intensive: 46 per cent relates to steel, 14 per cent to paper, 11 per cent to ceramics, 11 per cent to cement and bricks, 10 per cent to chemicals, 7 per cent to food and 2 per cent to plastics. This breakdown illustrates where biomethane can currently play a tangible role: in processes where gas continues to play an important part and where replacing fossil fuels presents greater challenges.

Behind these numbers lies, above all, a shift in the relationship between production and consumption. For a farm, being able to rely on a defined level of demand and a medium- to long-term agreement means having greater clarity on where its produce is destined, and can help make the investment more secure. For industry, on the other hand, the contract enables it to plan part of its renewable gas supply and link it to its own emissions reduction strategy. This is where BPAs come into their own: they are not simply a supply contract, but a tool that brings together two complementary needs.

The evolution of the regulatory framework has played an important role. Article 5-bis of the Agriculture Decree-Law introduced the possibility of entering into biomethane purchase and sale agreements, including long-term ones, thereby fostering a more direct relationship between producers and consumers and contributing to the development of a market driven by industrial demand.

The prospect now is to consolidate the market and encourage new long-term agreements, creating conditions that enable agricultural production to grow in line with the industry's needs. Demand from energy-intensive sectors represents a tangible opportunity for biomethane, but for this to translate into a structured market, there must be regulatory continuity, product availability and sustainable contractual terms for both parties.

BPA schemes can help build this relationship by combining production support measures with an already identified industrial demand. The challenge is to ensure that these agreements do not remain isolated initiatives, but become an increasingly established tool to support the decarbonisation of businesses and highlight agriculture's contribution to the energy transition.

The paper and iron and steel industries are among those looking to biomethane to support decarbonisation and strengthen business competitiveness. The prospects for the use of renewable gas and the needs of these two sectors are highlighted in the analysis **by Lorenzo Poli**, president of Assocarta, and **Amedeo Rosatelli**, of Confindustria Brescia's Green Metals project.

LORENZO POLI, PRESIDENT OF ASSOCARTA

How important is biomethane already for the Italian paper industry, and what role might it come to play in the coming years, particularly in relation to the sector's decarbonisation targets?
Biomethane is currently the only decarbonised energy carrier that is actually available to Italian paper mills. Over the past year, we have seen significant growth in both the production and use of biomethane within our sector, with numerous paper mills signing supply contracts and embarking on a gradual path towards meeting European de-

FIERAGRICOLA TECH

Digital Farming
Smart Irrigation
Renewable Energy
Robotics
Biosolutions

27-28
Gennaio 2027

Verona

FIERAGRICOLA.IT

VERONAFIERE.IT

Organized by
veronafiere
Trade shows & events since 1898

carbonisation targets. A survey conducted directly amongst companies in the sector shows that Italian paper mills, taking into account both contracts already signed and those under consideration, could procure around 200 million cubic metres of biomethane over the next two to three years. All this will be possible provided that the biomethane production plants currently under construction are actually completed.

You have described biomethane as the only decarbonised energy carrier that is actually available to Italian paper mills. What are the main obstacles currently preventing the sector from further increasing its use, and what conditions would be necessary to overcome them?
The use of biomethane in paper mills does not present any technological obstacles, as it is possible to switch from natural gas to biomethane without making any modifications to our combined heat and power plants. The only limitation lies in the availability of this energy carrier, which is also in high demand from sectors that are not 'hard to abate'. For this reason, we are calling on the Government to ensure that a significant proportion of biomethane production is reserved for HTA sectors.

Biomethane Purchase Agreements (BPA) enable the establishment of long-term supply relationships between agricultural producers and industry. From the perspective of an energy-intensive sector such as the paper industry, how crucial is it to be able to rely on stable and predictable renewable supplies to support investments in decarbonisation and industrial competitiveness?
BPAs have certainly ushered in a new phase of energy support for the paper industry, although they are still currently linked to natural gas prices on international markets. Efforts must be made to decouple the price of these contracts from the dynamics of natural gas pricing. If, according to the projections of certain research studies, the growth prospects for production of this energy source are set to reach between 3 and 3.8 billion in 2030 (which is, however, below the PNIEC's 2030 target of 5 billion cubic metres), we expect the Government to allocate a quota of 2 billion to HTAs. This is all the more so given that, in the paper industry in particular, the alternative of electrification would entail costs that are simply unfeasible for businesses.

Looking ahead to the forthcoming decree on biomethane, what conditions do you consider necessary to strengthen the relationship between the agricultural sector and industry, and to make BPAs a structural tool for decarbonisation? In particular, what role should be accorded to demand from energy-intensive industries within the new incentive scheme?
The new biomethane decree must confirm preferential access to biomethane for 'hard-to-abate' businesses, perhaps by leveraging the circularity of paper, which, when combined with the circularity of agricultural feedstocks, further raises the level of sustainability of national economies through synergy. The new decree should also work towards decoupling the price of natural gas at the PSV (or TTF) from the purchase price under BPA contracts. It is essential not to impose barriers to entry into the new mechanisms for the construction or refurbishment of existing biogas plants, so as not to leave any biomethane production initiative behind.

AMEDEO ROSATELLI, GREEN METALS PROJECT – CONFINDUSTRIA BRESCIA

Green Metals has identified Article 5-bis of the Agriculture Decree as an opportunity for the development of the biomethane market. What concrete change has the possibility of entering into direct, long-term agreements between agricultural producers and industry brought about?
Article 5-bis of the Agriculture Decree, together with the commissioning of the plants built under Ministerial Decree 2022, marked a turning point in the development of the biomethane market for gas-intensive consumers who are difficult to decarbonise. For the sectors concerned, the launch of the biomethane market has, in fact, represented for natural gas what the 'energy release' was for the electricity market – that is, the opportunity, through long-term contracts signed with producers using renewable sources, to combine sustainable development with cost containment.

The increasing number of agreements between biomethane producers and industrial companies demonstrates that there is genuine demand. From your perspective, what are the conditions required today to further grow this market and make it a permanent feature?
As with the development and prospects of all energy markets, clarity and stability in the legislative and regulatory framework are crucial. Obviously, the growth of this market requires the development of supply volumes commensurate with the needs of 'hard-to-abate' sectors, supported, of course, by appropriate incentive mechanisms that are sustainable in the medium to long term, including in terms of their impact on energy bills.

For an energy-intensive industrial enterprise, to what extent can the availability of biomethane through long-term contracts influence decarbonisation strategies and competitiveness? And how important is it to be able to rely on stable and predictable renewable supplies?
Biomethane is currently the most immediate and effective resource for reducing SCOPE 1 emissions and, thanks to the Agriculture Decree, this is also achieved through a reduction in energy costs. It is essential to maintain this dual benefit in the medium and long term, particularly in light of the increasingly frequent demands from customers in sectors with 'hard-to-abate' production processes. Clearly, stable, predictable and, overall, competitive contracts are fundamental to achieving these objectives.

Looking ahead to the upcoming biomethane decree, what conditions do you consider necessary to ensure the continuity of this model and to make BPAs a structural tool for bridging the gap between the agricultural supply chain and industrial demand?
Without prejudice to what has already been stated above, it is important that the new decree on biomethane confirms what has already been established by Article 5-bis of the Agriculture Decree-Law, promoting – including from an economic perspective – the integration of the agricultural supply chain with industrial demand in 'Hard-to-Abate' sectors through the development of BPAs from renewable sources.

Corradi & Ghisolfi

Dal 1970 soluzioni e servizi per l'agricoltura e la zootecnia











FOCUS BIOMETANO

Biomethane Purchase Agreement: agricoltura ed industria insieme per la transizione energetica

di Simona D'Angelosante

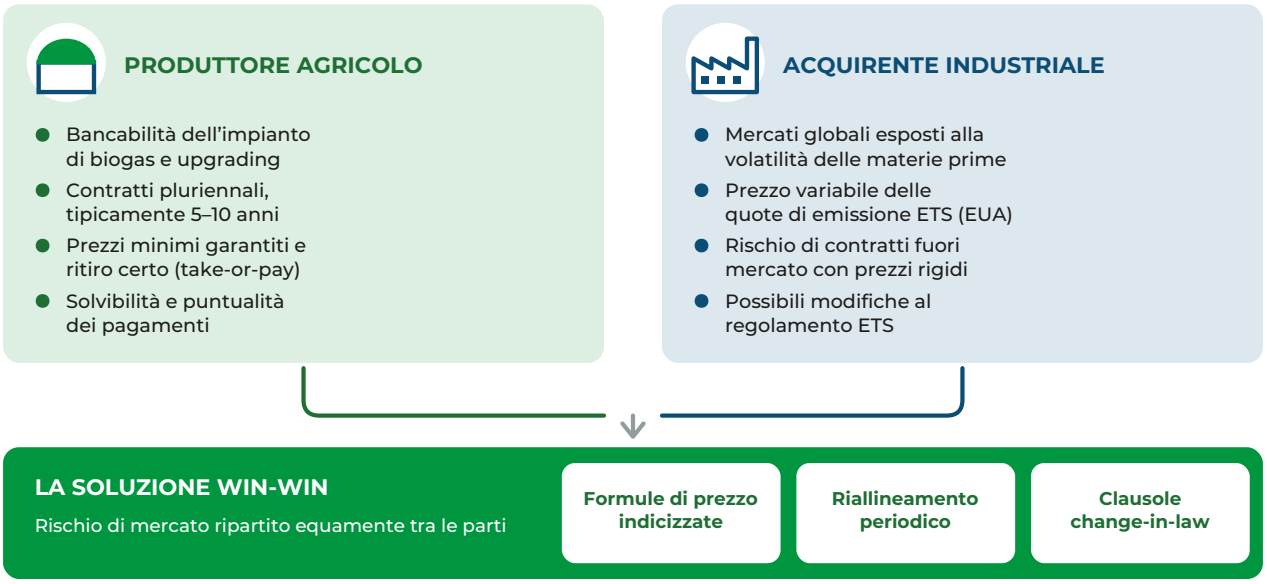
INTRODUZIONE

Il recente Decreto Legislativo 3 luglio 2026, n. 136 (in G.U. n. 176 del 31 luglio 2026), attuativo della Direttiva (UE) 2024/1788 ("Pacchetto Gas e Idrogeno") ridefinisce il mercato del gas naturale, dei gas rinnovabili e dell'idrogeno ponendo l'accento sulla sicurezza degli approvvigionamenti, sulla diversificazione delle fonti e sulla centralità della contrattazione diretta a lungo termine. In questo scenario, i Biomethane Purchase Agreement (BPA) emergono come il fulcro dell'alleanza tra settore agricolo e industria manifatturiera ad alta intensità termica (hard-to-abate come siderurgia, ceramica, chimica, carta, cemento, alimentare e vetro). Il decreto estende organicamente al mercato dei gas rinnovabili la figura del "cliente attivo" e promuove la stipula di accordi bilaterali fondati sul sistema delle Garanzie di Origine (GO). Un percorso anticipato dal Decreto Agricoltura (D.L. 63/2024), che ha introdotto il modello dell'autoconsumo in modalità virtuale.

LA SVOLTA DELL'AUTOCONSUMO DIFFUSO

L'estensione dei principi di autoconsumo e di cliente attivo al settore del gas colma lo storico disallineamento con il mercato elettrico, trasformando i contratti a lungo termine in una leva strategica per la decarbonizzazione industriale. Con una produzione di biometano che già nel 2023 copriva il 6% dei consumi di gas dell'UE e oltre la metà della produzione primaria rispetto al gas fossile, il superamento della prossimità fisica tra digestore e stabilimento ha aperto la strada a modelli negoziali evoluti. Sul piano operativo, l'articolo 5-bis del D.L. 63/2024 ha disciplinato l'Accordo di compravendita di biometano per autoconsumo: il gas prodotto da impianti agricoli incentivati con ta-

BPA: DUE ESIGENZE, UN ACCORDO



riffa premio può essere destinato all'autoconsumo industriale — tramite rete chiusa o rete generale per i settori hard-to-abate — garantendo al cliente finale benefici analoghi a un impianto in situ. Lo schema contrattuale vincola il produttore alle istruzioni del consumatore, stabilisce chiare modalità di consegna dei volumi e fissa un prezzo medio mensile nullo per le Garanzie di Origine. I clienti attivi possono inoltre delegare la completa gestione tecnica e manutentiva degli impianti a soggetti terzi specializzati.

I BIOMETHANE PURCHASE AGREEMENT (BPA) E L'INCONTRO TRA AGRICOLTURA E INDUSTRIA

Il biometano si attesta oggi come l'unica fonte rinnovabile gassosa matura, programmabile e immediatamente fruibile su scala industriale per avviare la decarbonizzazione profonda dei comparti *hard-to-abate*. La formalizzazione di questa sinergia ha trovato nei **Biomethane Purchase Agreement (BPA)** il proprio baricentro contrattuale, economico e organizzativo, fungendo da catalizzatore per l'integrazione di due ecosistemi produttivi caratterizzati da logiche operative e finanziarie storicamente diverse.

LA CONVERGENZA NEGOZIALE: CONCILIARE ORIZZONTI TEMPORALI E PROFILI DI RISCHIO

La genesi dei BPA ha imposto una complessa sintesi tra le diverse priorità strategiche delle parti contraenti:

- **La prospettiva del produttore agricolo:** L'investimento in un impianto di digestione anaerobica e nel relativo sistema di upgrading a biometano comporta impegni di capitale significativi e costi di gestione molto legati alla disponibilità e movimentazione delle biomasse. La priorità dell'imprenditore agricolo è dunque la bancabilità dell'opera, realizzabile solo mediante contratti di durata pluriennale (tipicamente compresi tra i 5 e i 10 anni), con flussi di cassa stabili, prezzi minimi garantiti e impegni di ritiro certi (*take-or-pay*), oltre a solide garanzie di solvibilità e puntualità nei pagamenti da parte dell'acquirente industriale.

- **La prospettiva dell'acquirente industriale:** I grandi consumatori *hard-to-abate* (acciaierie, vetrerie, cartiere, produzione ceramica e cemento) operano su mercati globali esposti alla volatilità delle materie prime e delle quote di emissione ETS (*European Union Allowances* – EUA). L'impegno in un contratto di lungo termine con un prezzo fisso o rigido espone l'industria al rischio di sottoscrivere accordi fuori mercato in caso di sensibili variazioni di prezzo nel settore energetico e ambientale, quest'ultimo a rischio per eventuali interventi significativi sul regolamento ETS

Il superamento dell'*impasse* è avvenuto attraverso la formulazione di **soluzioni contrattuali eque e flessibili (*win-win*)**. Sono state introdotte formule di prezzo indicizzate, meccanismi di riallineamento periodico e, soprattutto, dettagliate clausole di revisione legate al mutamento del quadro regolatorio o fiscale (*change-in-law*). In questo modo, il rischio di mercato è stato ripartito equamente, proteggendo la redditività dell'agricoltore e la competitività industriale dell'acquirente.

CONTAMINAZIONE MULTIDISCIPLINARE E INTEGRAZIONE DELLE COMPETENZE

La negoziazione dei BPA non è stata una mera transazione commerciale, bensì un esteso laboratorio di contaminazione professionale e culturale che ha visto operare fianco a fianco esperti legali, agronomici, fiscali e ingegneri di processo:

- **Dall'agricoltura alle regole del mercato del gas:** Gli imprenditori agricoli hanno dovuto compiere un rapido salto di scala qualitativo, familiarizzando con le regole tipiche del trasporto e della distribuzione del gas in rete. Hanno appreso l'importanza cruciale della pianificazione con dettaglio giornaliero della produzione (*scheduling*), della tempestività nelle comunicazioni di immissione e della gestione finanziaria dei corrispettivi di sbilanciamento applicati dai gestori della rete agli shipper e da questi ripresi nei contratti bilaterali, in caso di scostamento tra i volumi programmati e quelli effettivamente immessi.

- **Dall'industria alla biologia della digestione anaerobica:** i clienti industriali hanno compreso la natura biologica della produzione di biometano, intrinsecamente vincolata alla disponibilità di biomasse quali scarti e sottoprodotti agroindustriali, colture sequenziali e alla gestione degli effluenti zootecnici. Parallelamente, l'industria ha appreso il valore determinante della **"catena di custodia"**: per consentire la piena rendicontazione del risparmio di emissioni di carbonio nel rispetto dei requisiti di sostenibilità. Ogni fase della filiera produttiva va tracciata: dall'approvvigionamento delle biomasse all'immissione in rete del biometano prodotto.

DALLE REGOLE ALLA PRATICA: IL COLLAUDO OPERATIVO CON GSE E COMITATO ETS

Sul piano dell'esecuzione pratica, la concreta efficacia dei contratti stipulati ha richiesto un intenso collaudo procedurale. Le imprese agricole e i clienti industriali hanno sperimentato congiuntamente, attraverso simulazioni e carichi documentali reali, le procedure informatiche per il trasferimento telematico delle Garanzie di Origine sul portale del GSE.

Questo esercizio sul campo ha consentito di testare la corretta imputazione dei dati ai fini dell'annullamento delle GO e le dichiarazioni di conformità richieste dai verificatori ambientali accreditati per il sistema ETS. I riscontri operativi raccolti dalle aziende e coordinati dal CIB sono stati prontamente trasmessi al GSE e agli organismi ministeriali sotto forma di proposte migliorative, favorendo lo snellimento delle piattaforme e la risoluzione di colli di bottiglia informatici.

LE PROSPETTIVE STRATEGICHE FUTURE

Le direttrici strategiche tracciate dal legislatore nazionale ed europeo convergono sull'accelerazione dell'uso del biometano non solo nel settore industriale, ma anche nel **settore dei trasporti pesanti e marittimi**. In particolare, nel trasporto navale, la liquefazione in bio-GNL rappresenta la risposta d'elezione per soddisfare l'elevata densità energetica richiesta dai bunkeraggi portuali, replicando con

efficacia gli schemi dei BPA a lungo termine già collaudati per le utenze stazionarie.

Questa transizione postula un'alleanza sistemica che coinvolge produttori agricoli, clienti energivori e **società di vendita energetica**. I *retailer* e i trader, infatti, sono chiamati a rimodulare il proprio ruolo per non subire la disintermediazione, guardando con immediato interesse all'entrata in vigore del sistema **ETS2**. L'estensione del meccanismo ETS al trasporto su gomma, agli edifici e alla piccola e media industria trasforma il biometano e gli strumenti contrattuali bilaterali nel perno per offrire soluzioni di decarbonizzazione complete e competitive all'intera struttura economica del Paese.

Biomethane purchase agreements: agriculture and industry joining forces for the energy transition

INTRODUCTION

The recent Legislative Decree No. 136 of 3 July 2026 (published in the Official Gazette No. 176 of 31 July 2026), implementing Directive (EU) 2024/1788 (the 'Gas and Hydrogen Package'), redefines the market for natural gas, renewable gases and hydrogen, placing the emphasis on security of supply, diversification of sources and the central role of long-term direct contracting. In this context, Biomethane Purchase Agreements (BPAs) emerge as the cornerstone of the alliance between the agricultural sector and heat-intensive manufacturing industries (so-called 'hard-to-abate' sectors such as steel, ceramics, chemicals, paper, cement, food and glass). The decree systematically extends the concept of the 'active customer' to the renewable gas market and promotes the conclusion of bilateral agreements based on the Guarantees of Origin (GO) system. This development was foreshadowed by the Agriculture Decree (Decree-Law 63/2024), which introduced the model of virtual self-consumption.

THE TURNING POINT FOR WIDESPREAD SELF-CONSUMPTION

Extending the principles of self-consumption and the 'active customer' model to the gas sector bridges the long-standing disconnect with the electricity market, transforming long-term contracts into a strategic lever for industrial decarbonisation. With biomethane production already accounting for 6 per cent of EU gas consumption and over half of primary production compared to fossil gas by 2023, the removal of the requirement for physical proximity between the digester and the plant has paved the way for advanced contractual models. At an operational level, Article 5-bis of Decree-Law 63/2024 has regulated the Biomethane Purchase and Sale Agreement for self-consumption: gas produced by agricultural plants receiving a premium tariff may be allocated for industrial self-consumption — via a closed network or the general grid for hard-to-abate sectors — guaranteeing the end customer benefits similar to those of an on-site plant. The contractual framework binds the producer to the consumer's instructions, establishes clear procedures for the delivery of volumes and sets a zero average monthly price for Guarantees of Origin. Active customers may also delegate the complete technical management and maintenance of the plants to specialised third parties.

BIOMETHANE PURCHASE AGREEMENTS (BPA) AND THE CONVERGENCE OF AGRICULTURE AND INDUSTRY

Biomethane is now recognised as the only mature, predictable and immediately available gaseous renewable source on an industrial scale capable of driving the deep decarbonisation of hard-to-abate sectors. The formalisation of this synergy has found its contractual, economic and organisational centre of gravity in Biomethane Purchase Agreements (BPAs), acting as a catalyst for the integration of two production ecosystems characterised by historically distinct operational and financial approaches.

NEGOTIATIONAL CONVERGENCE: RECONCILING TIME HORIZONS AND RISK PROFILES

The development of BPAs has required a complex synthesis of the contracting parties' various strategic priorities:

- **The agricultural producer's perspective**: Investment in an anaerobic digestion plant and the associated biomethane upgrading system involves significant capital outlay and operating costs that are closely linked to the availability and handling of biomass. The agricultural entrepreneur's priority is therefore the project's bankability, which can only be achieved through multi-year contracts (typically ranging from 5 to 10 years), with stable cash flows, guaranteed minimum prices and firm take-or-pay commitments, as well as solid guarantees of solvency and punctuality in payments from the industrial buyer.

- **The industrial buyer's perspective**: Large 'hard-to-abate' consumers (steelworks, glassworks, paper mills, and ceramic and cement manufacturers) operate in global markets exposed to the volatility of raw materials and ETS (European Union Allowances – EUA) emission allowances. Committing to a long-term contract with a fixed or rigid price exposes the industry to the risk of entering into agreements that are out of line with market conditions in the event of significant price fluctuations in the energy and environmental sectors, the latter being at risk due to potential major changes to the ETS regulations

The impasse was resolved through the formulation of fair and flexible (win-win) contractual solutions. Index-linked pricing formulas, periodic realignment mechanisms and, above all, detailed revision clauses linked to changes in the regulatory or tax framework (change-in-law) were introduced. In this way, market risk was shared equitably, safeguarding the farmer's profitability and the buyer's industrial competitiveness.

CROSS-DISCIPLINARY COLLABORATION AND INTEGRATION OF EXPERTISE

The negotiation of the BPAs was not merely a commercial transaction, but rather an extensive exercise in professional and cultural collaboration, bringing together legal, agronomic and tax experts alongside process engineers working side by side:

- **From agriculture to the rules of the gas market:** Agricultural entrepreneurs had to make a rapid qualitative leap in scale, familiarising themselves with the typical rules governing the transport and distribution of gas via the network. They learnt the crucial importance of detailed daily production planning (scheduling), the need for timely notification of gas injections, and the financial management of imbalance charges applied by network operators to shippers – and subsequently incorporated into bilateral contracts – in the event of a discrepancy between planned volumes and those actually injected.

- **From industry to the biology of anaerobic digestion:** industrial clients have come to understand the biological nature of biomethane production, which is intrinsically linked to the availability of biomass such as agro-industrial waste and by-products, sequential crops and the management of livestock effluent. At the same time, the industry has learnt the crucial importance of the 'chain of custody': to enable full reporting of carbon emission savings in accordance with sustainability requirements. Every stage of the production chain must be traced: from the sourcing of biomass to the injection of the produced biomethane into the grid.

FROM RULES TO PRACTICE: OPERATIONAL TESTING WITH GSE AND THE ETS COMMITTEE

In terms of practical implementation, ensuring the contracts' effectiveness required intensive procedural testing. Agricultural businesses and industrial customers jointly tested, through simulations and real-world documentation workloads, the IT procedures for the electronic transfer of Guarantees of Origin via the GSE portal.

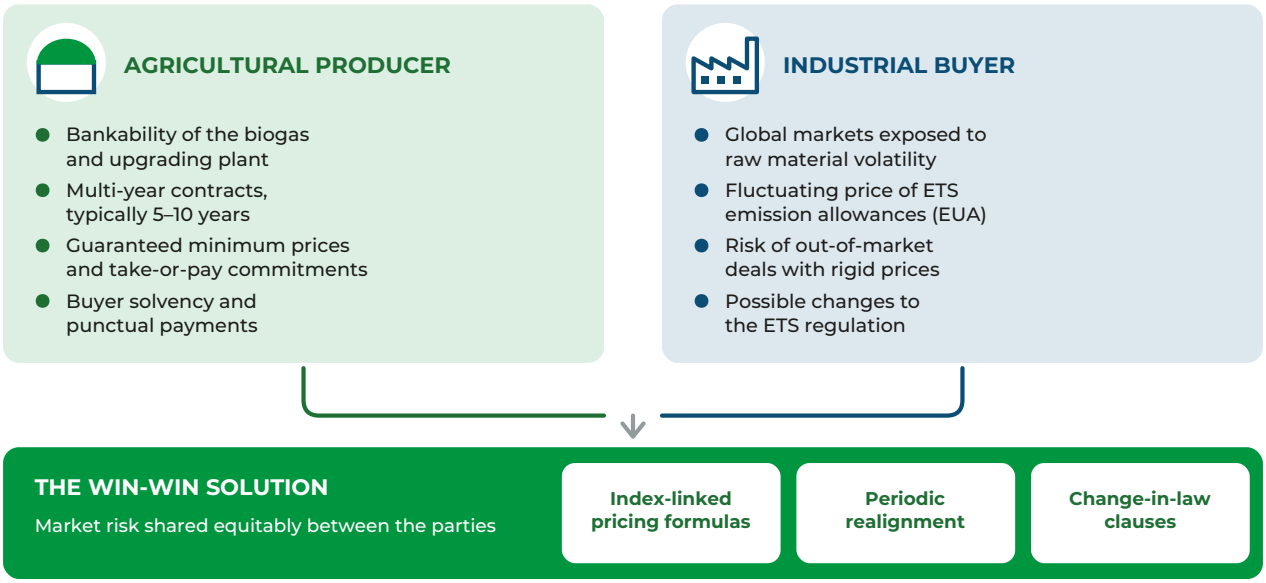
This field exercise made it possible to test the correct allocation of data for the purposes of cancelling Guarantees of Origin (GO) and the declarations of conformity required by accredited environmental verifiers for the ETS system. The operational feedback gathered from the companies and coordinated by the CIB was promptly forwarded to the GSE and the relevant ministerial bodies in the form of proposals for improvement, helping to streamline the platforms and resolve IT bottlenecks.

FUTURE STRATEGIC PROSPECTS

The strategic guidelines set out by national and European legislators are focused on accelerating the use of biomethane not only in the industrial sector, but also in the heavy goods transport and maritime sectors. In particular, in the shipping sector, liquefaction into bio-LNG represents the preferred solution for meeting the high energy density required for port bunkering, effectively replicating the tried-and-tested long-term BPA schemes already in place for stationary users.

This transition requires a systemic alliance involving agricultural producers, energy-intensive customers and energy trading companies. Retailers and traders, in fact, are called upon to redefine their roles to avoid disintermediation, whilst keeping a close eye on the entry into force of the ETS2 system. The extension of the ETS mechanism to road transport, buildings and small and medium-sized industries makes biomethane and bilateral contractual arrangements the cornerstone for offering comprehensive and competitive decarbonisation solutions to the country's entire economic structure.

BPAs: TWO NEEDS, ONE AGREEMENT



Dal campo all'acciaieria: il biometano agricolo per decarbonizzare la siderurgia

Un accordo che avvicina il mondo agricolo alla siderurgia e trasforma il biometano in una risorsa per la competitività industriale e la riduzione delle emissioni

di Camilla Doninelli

Quando la produzione di biometano agricolo incontra il fabbisogno energetico dell'industria, la decarbonizzazione diventa una possibilità concreta. Lo dimostra l'accordo siglato tra AB Ambiente, società agricola del Gruppo AB, e Feralpi Group, con la fornitura destinata alle Acciaierie di Calvisano, stabilimento del gruppo siderurgico. L'intesa mette in relazione due settori strategici, agricoltura e industria siderurgica, attraverso l'impiego di energia rinnovabile, creando nuove opportunità per la filiera e rafforzando il contributo del biometano alla transizione energetica. Le due interviste ricostruiscono la nascita dell'accordo attraverso il punto di vista del produttore e quello dell'acquirente, approfondendo le condizioni che hanno reso possibile la fornitura e le prospettive di sviluppo di questa collaborazione.

A raccontare come è nata la collaborazione con Feralpi e quali passaggi hanno portato alla definizione dell'accordo è l'ingegnere **Enrico Calzavacca** di AB Ambiente, che ricostruisce il percorso dal punto di vista del produttore di biometano.

L'accordo con Feralpi mette in relazione la produzione agricola di biometano con il fabbisogno energetico di un'acciaieria del territorio. Come è nata questa collaborazione e quali passaggi hanno permesso di trasformare un'opportunità di filiera in un contratto concreto di fornitura?
Il progetto nasce dall'incontro della necessità di decarbonizzazione dell'industria e dalla volontà di massimizzare il valore ambientale del biometano, cercando di rendere il più possibile "local for local" la produzione ed il consumo di energia rinnovabile. Nel nostro caso ciò è stato possibile da una vicinanza geografica e dalla sintesi della possibilità di produrre energia rinnovabile sostenibile utilizzandola nei settori più difficili da decarbonizzare, i famosi hard-to-abate. La genesi non è stata immediata: la sola disponibilità di biometano o l'esigenza di decarbonizzazione non bastano, poiché sono necessarie le misure normative che consentono l'impiego virtuoso del biometano prodotto a partire da reflui zootecnici e altre biomasse agricole, un meccanismo di gestione delle garanzie di origine, oltre ovviamente alla sostenibilità del biometano stesso. Con il DM Biometano 2022 e con l'art. 5-bis del DL agricoltura è stato possibile destinare la produzione del biometano alla produzione di acciaio,



con mutuo beneficio del produttore e del consumatore. L'operazione è nata con il coordinamento strategico di Confindustria Brescia e del Consorzio Ramet attraverso il Consorzio Italiano Biogas. AB Ambiente ha esercito un impianto a biogas producendo energia elettrica fino alla primavera del 2026. La decisione di passare al biometano è stata una scelta naturale. La possibilità di destinarlo al miglior uso possibile si inserisce in una prospettiva in cui sarà la domanda di energia decarbonizzata a guidare lo sviluppo del settore, favorendo l'incontro tra domanda e produzione a livello locale.

Entrando nel merito dell'accordo, quanti metri cubi di biometano prevede di fornire AB Ambiente e per quale durata? Quale quota del fabbisogno di Acciaierie di Calvisano potrà essere coperta?
AB Ambiente dispone di un piccolo impianto biogas, e conseguentemente la produzione di biometano è limitata a poco meno di 160 Sm^3/h, per un totale annuo di poco meno di 1,4 milioni di Sm^3 di gas rinnovabile, che rappresenta una quota non trascurabile dei consumi dell'acciaieria di Calvisano, in linea con l'idea di poter coprire circa il 20% dei consumi di gas con una molecola decarbonizzata.

Questo accordo ha aperto la strada a nuove collaborazioni tra aziende agricole e imprese energivore. Dal punto di vista del produttore, quali sono le principali difficoltà da superare per sviluppare contratti di questo tipo e quali condizioni normative ed economiche potrebbero favorirne la diffusione?
La presenza di un quadro normativo è un prerequisito essenziale, ma non risolve tutte le questioni da indirizzare per un contratto di lunga durata: il tema fiscale, ma anche l'identificazione dello shipper per il trasporto del gas, sono stati passaggi necessari e fondamentali per la conclusione del contratto bilaterale di fornitura del biometano, il primo di una lunga serie tra le aziende siderurgiche del bresciano e molti produttori di biogas per "altri usi". Per il produttore ci sono alcune novità rispetto all'esperienza di produzione di energia elettrica: gli adempimenti relativi alla certificazione di sostenibilità, la necessità di comunicare in modo accurato la produzione prevista allo shipper e al consumatore, le eventuali variazioni legate all'esercizio dell'impianto, oltre agli adempimenti mensili legati alla contabilizzazione del biometano ceduto. Si tratta di un meccanismo nuovo rispetto al passato, che tuttavia consente di valorizzare a mercato il biometano, per il quale a oggi la domanda supera ampiamente la disponibilità.

Dal punto di vista del produttore, l'accordo rappresenta un'opportunità per valorizzare il biometano agricolo e destinarlo a un impiego industriale. Per comprendere le ragioni della scelta e il ruolo di questa fornitura nel percorso di decarbonizzazione della siderurgia, abbiamo raccolto anche il punto di vista di Feralpi Group, attraverso le parole di **Giovanni Bolcato**, Responsabile Energie del Gruppo.

La decarbonizzazione della siderurgia richiede soluzioni in grado di coniugare sostenibilità ambientale e continuità produttiva. Perché Feralpi ha scelto di puntare sul biometano e quale ruolo può svolgere questa fonte energetica nel percorso di transizione del gruppo?
Il biometano è una delle leve del piano di decarbonizzazione perché consente di sostituire il gas di origine fossile nei processi che non possono essere elettrificati. L'accordo con AB Ambiente ha rappresentato il primo passo per un migliore utilizzo di questo vettore.

La fornitura di biometano ad Acciaierie di Calvisano rappresenta una scelta concreta di approvvigionamento energetico. Quali sono i volumi previsti dall'accordo e quale impatto avranno sui consumi dello stabilimento? Avete già definito obiettivi misurabili in termini di riduzione delle emissioni di CO_2?
Le quote di approvvigionamento si attestano tra il 10% e il 20% del consumo totale dello stabilimento. Feralpi Group si è dato degli obiettivi molto ambiziosi di riduzione delle emissioni di gas serra. In particolare, ci siamo posti l'obiettivo di ridurre entro il 2030 le emissioni specifiche di Scopo 1, Scopo 2 e una parte delle emissioni di Scopo 3 del 50% rispetto ai valori del 2022. Ci siamo posti poi altri obiettivi di riduzione che ci impegnano fino al 2050. Tutti i nostri obiettivi di decarbonizzazione sono stati verificati e certificati dall'organismo internazionale più autorevole in materia, il SBTi.

Con questo accordo, la domanda energetica dell'industria incontra la capacità produttiva del settore agricolo. Dal punto di vista di Feralpi, quali vantaggi può offrire una collaborazione diretta con un produttore agricolo e quali condizioni potrebbero spingere altre imprese siderurgiche a seguire questa strada?
Il vantaggio di una collaborazione diretta tra produttore agricolo e azienda siderurgica sta principalmente in due fattori. Il primo è rappresentato dal fatto di non avere intermediari, fattore che consente di mantenere intatto il vantaggio economico per le due aziende produttive. Inoltre, è importante anche dal punto di vista comunicativo associare un determinato impianto agricolo all'industria utilizzatrice, per valorizzare le sinergie che ci possono essere sul territorio.

From farm to steelworks: Agricultural Biomethane to Decarbonise the Steel Industry

This agreement brings the agricultural sector closer to the steel industry and transforms biomethane into a resource for industrial competitiveness and the reduction of emissions

When agricultural biomethane production meets industry's energy needs, decarbonisation becomes a real possibility. This is demonstrated by the agreement between AB Ambiente, an agricultural company within the AB Group, and the Feralpi Group, which will supply biomethane to the Acciaierie di Calvisano steelworks, part of the Feralpi Group. The agreement links two strategic sectors – agriculture and the steel industry – through the use of renewable energy, creating new opportunities for the supply chain and strengthening biomethane's contribution to the energy transition. The

two interviews trace the origins of the agreement from the perspectives of both the producer and the buyer, examining the conditions that made the supply possible and the prospects for the development of this partnership.

The agreement with Feralpi connects biomethane production from agriculture with the energy requirements of a local steelworks. How did this collaboration come about, and what steps were taken to turn a supply chain opportunity into a concrete supply contract?

The project stems from the convergence of the industry's need for decarbonisation and the desire to maximise the environmental value of biomethane, whilst striving to make the production and consumption of renewable energy as 'local for local' as possible. In our case, this has been made possible by our geographical proximity and by combining the ability to produce sustainable renewable energy with its use in the sectors most difficult to decarbonise – the so-called 'hard-to-abate' sectors. The project did not come about overnight: the mere availability of biomethane or the need for decarbonisation is not enough, as regulatory measures are required to enable the responsible use of biomethane produced from livestock manure and other agricultural biomass, a mechanism for managing guarantees of origin, and, of course, the sustainability of the biomethane itself. With the 2022 Biomethane Ministerial Decree and Article 5-bis of the Agriculture Decree-Law, it has become possible to channel biomethane production towards steel manufacturing, to the mutual benefit of both the producer and the consumer. The initiative was launched under the strategic coordination of Confindustria Brescia and the Ramet Consortium through the Italian Biogas Consortium. AB Ambiente operated a biogas plant to generate electricity until spring 2026. The decision to switch to biomethane was a natural one. The opportunity to put it to the best possible use forms part of a broader outlook in which demand for decarbonised energy will drive the sector's development, facilitating the alignment of demand and production at a local level.

Getting into the details of the agreement, how many cubic metres of biomethane does AB Ambiente plan to supply, and for how long? What proportion of Acciaierie di Calvisano's requirements will this cover?

AB Ambiente has a small biogas power plant, and consequently biomethane production is limited to just under 160 Sm^3/h, amounting to an annual total of just under 1.4 million Sm^3 of renewable gas, which represents a significant proportion of the Calvisano steelworks' consumption, in line with the aim of covering around 20 per cent of gas consumption with a decarbonised fuel.

This agreement has paved the way for new partnerships between farms and energy-intensive businesses. From the producer's perspective, what are the main challenges to be overcome in developing contracts of this kind, and what regulatory and economic conditions could help to promote their wider adoption?

The existence of a regulatory framework is an essential prerequisite, but it does not resolve all the issues that need to be addressed for a long-term contract: tax matters, as well as identifying the shipper for gas transport, were necessary and fundamental steps in concluding the bilateral contract for the supply of biomethane – the first in a long series between steelworks in the Brescia area and many biogas producers for 'other uses'. For the producer, there are some new developments compared with the experience of electricity generation: compliance requirements relating to sustainability certification; the need to accurately communicate projected production to the shipper and the consumer; any variations linked to plant operations; as well as monthly reporting obligations relating to the accounting of biomethane supplied. This is a new mechanism compared to the past, but one which nevertheless enables biomethane to be sold on the market, where demand currently far exceeds supply.

From the producer's point of view, the agreement represents an opportunity to make the most of agricultural biomethane and put it to industrial use. To understand the reasons behind this decision and the role of this supply in the steel industry's decarbonisation journey, we have also gathered the views of the Feralpi Group, as expressed by Giovanni Bolcato, the Group's Head of Energy.

The decarbonisation of the steel industry requires solutions that combine environmental sustainability with production continuity. Why has Feralpi chosen to focus on biomethane, and what role can this energy source play in the group's transition?

Biomethane is one of the key elements of the decarbonisation plan because it enables the replacement of fossil gas in processes that cannot be electrified. The agreement with AB Ambiente marked the first step towards making better use of this energy carrier.

The supply of biomethane to Acciaierie di Calvisano represents a concrete choice in terms of energy supply. What volumes are envisaged under the agreement, and what impact will they have on the plant's consumption? Have you already set measurable targets for reducing CO_2 emissions?

The supply volumes account for between 10 per cent and 20 per cent of the plant's total consumption. The Feralpi Group has set itself very ambitious targets for reducing greenhouse gas emissions. In particular, we have set ourselves the target of reducing specific Scope 1, Scope 2 and a portion of Scope 3 emissions by 50 per cent by 2030 compared with 2022 levels. We have also set further emissions-reduction targets extending to 2050. All our decarbonisation targets have been verified and certified by the most authoritative international body in this field, the SBTi.

This agreement brings together the industry's energy demand and the agricultural sector's production capacity. From Feralpi's perspective, what advantages can a direct partnership with an agricultural producer offer, and what conditions might encourage other steel companies to follow this path?

The advantage of a direct partnership between an agricultural producer and a steel company lies mainly in two factors. The first is the absence of intermediaries, which allows the economic benefits for both production companies to remain intact. Furthermore, from a communications perspective, it is also important to link a specific agricultural facility to the end-user industry, in order to highlight the synergies that may exist within the local area.

Le soluzioni AB per il biometano



- COGENERAZIONE
- FOTOVOLTAICO E ACCUMULO OTTIMIZZATI DA ABTIMIZER
- UPGRADING BIOGAS
- LIQUEFAZIONE BIOMETANO E CO_2
- TRATTAMENTO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

AB è l'unico interlocutore in grado di offrirti una soluzione completa: dall'upgrading del biogas alla liquefazione del biometano e della CO_2, fino alla cogenerazione con fotovoltaico e sistemi di accumulo, ottimizzati e gestiti da ABtimizer.
A completare l'offerta, il Service AB assicura continuità operativa, lunga vita all'investimento e performance ottimali nel tempo.

Affidati al ONE-STOP SHOP di AB per avere il biometano in un'unica soluzione, la migliore!

- Studio di fattibilità e scelta della miglior soluzione
- Consulenza su normativa e incentivi
- Assistenza nella fase autorizzativa
- Progettazione e produzione degli impianti
- Installazione e avviamento dei sistemi
- Servizio di manutenzione e assistenza 24/7
- Pezzi di ricambio sempre disponibili
- Finanziamento

AB ABetter Way

GUARDA IL VIDEO ▶

gruppoab.com

Il punto sui PMG - Prezzi Minimi Garantiti

di Redazione

GLI OBIETTIVI DEL MECCANISMO

Il regime dei **Prezzi Minimi Garantiti per impianti a Biogas e Biomasse (BIO-PMG)** nasce come risposta alla necessità dei produttori di energia rinnovabile da biogas, con regimi incentivanti in scadenza o già scaduti, di non essere costretti a spegnere gli impianti beneficiando di un'integrazione ai costi operativi e di gestione (O&M). Il PMG, quindi, rappresenta un'**integrazione dei ricavi** a copertura di costi di funzionamento maggiori del valore di mercato dell'energia prodotta, non un incentivo. Il suo scopo principale è:

1. Assicurare la **prosecuzione dell'esercizio** dell'impianto.
2. Promuovere un **funzionamento efficiente** della struttura.
3. Tenere conto dell'oscillazione dei valori di costo delle **materie prime**.
4. Incoraggiare una progressiva **efficienza dei costi** nel tempo.

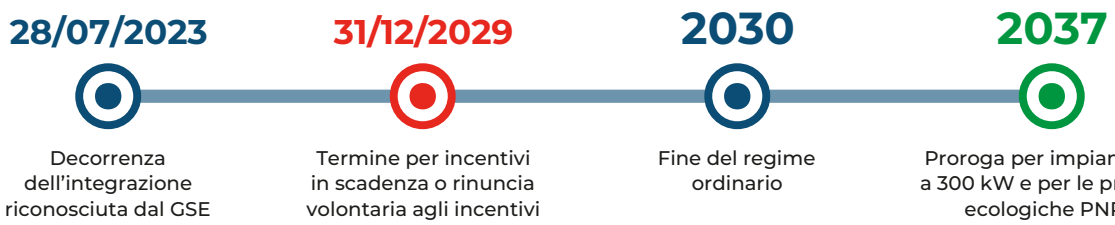
Il PMG non ha, pertanto, l'obiettivo di coprire nuovi costi di investimento, in considerazione del fatto che gli impianti di produzione ammessi a beneficiare di tali prezzi hanno già terminato il periodo di incentivazione (o hanno esplicitamente rinunciato agli incentivi) e, quindi, hanno già ammortizzato l'investimento iniziale.

IL PERIMETRO DI APPLICAZIONE

I soggetti interessati da questo regime sono impianti alimentati a biogas (ma la misura riguarda anche quelli alimentati a biomasse solide o a oli vegetali) che:

- Siano beneficiari di incentivi in scadenza entro il **31 dicembre 2029**.
- Scelgono volontariamente di **rinunciare agli incentivi attuali** entro il **31 dicembre 2029**.

LE DATE DEL BIO-PMG



LA DETERMINAZIONE DEL PMG E LE DELIBERE ARERA

Vista la natura del PMG di integrazione dei ricavi, il suo valore deve essere necessariamente rideterminato periodicamente per tenere conto delle variazioni nel tempo dei costi di funzionamento.

Il DL 57/23, che ha istituito il meccanismo PMG, ha attribuito ad Arera il compito

LA CHECKLIST DEL PRODUTTORE

Per ottenere il conguaglio annuale, va presentata istanza entro il 31 maggio dell'anno solare successivo a quello di competenza. Cosa serve:

- ***Quantitativi mensili**: dichiarazione dei quantitativi mensili di biomassa caricata in impianto.*
- ***Certificazione**: Prova che la biomassa risulta sostenibile secondo i requisiti del D.lgs 199/21 e DM 07/08/2024.*
- ***Relazione tecnica (solo per cogenerativi)**: Documentazione che attesta la quantità di calore recuperata mese per mese.*

di definire le modalità di calcolo di tale valore, anche con il supporto delle valutazioni effettuate da RSE. Tali modalità sono state definite da Arera con la delibera n.132/2024/R/eel del 9 aprile 2024 e con successive delibere di modifica e integrazione.

Con questi atti, ARERA prevede che il GSE riconosca ai produttori, a partire dal 28 luglio 2023, un'integrazione del valore di mercato dell'energia definita sulla base dei costi operativi attraverso una formula che contiene: una serie di dati fissi aggiornati annualmente sulla base dell'inflazione e due parametri variabili (ovvero il prezzo medio annuale del trinciato di mais e il prezzo del gasolio). Sulla base di questi due parametri, il GSE determina il valore annuale del PMG, prima sotto forma di acconto e poi con un conguaglio di fine anno.

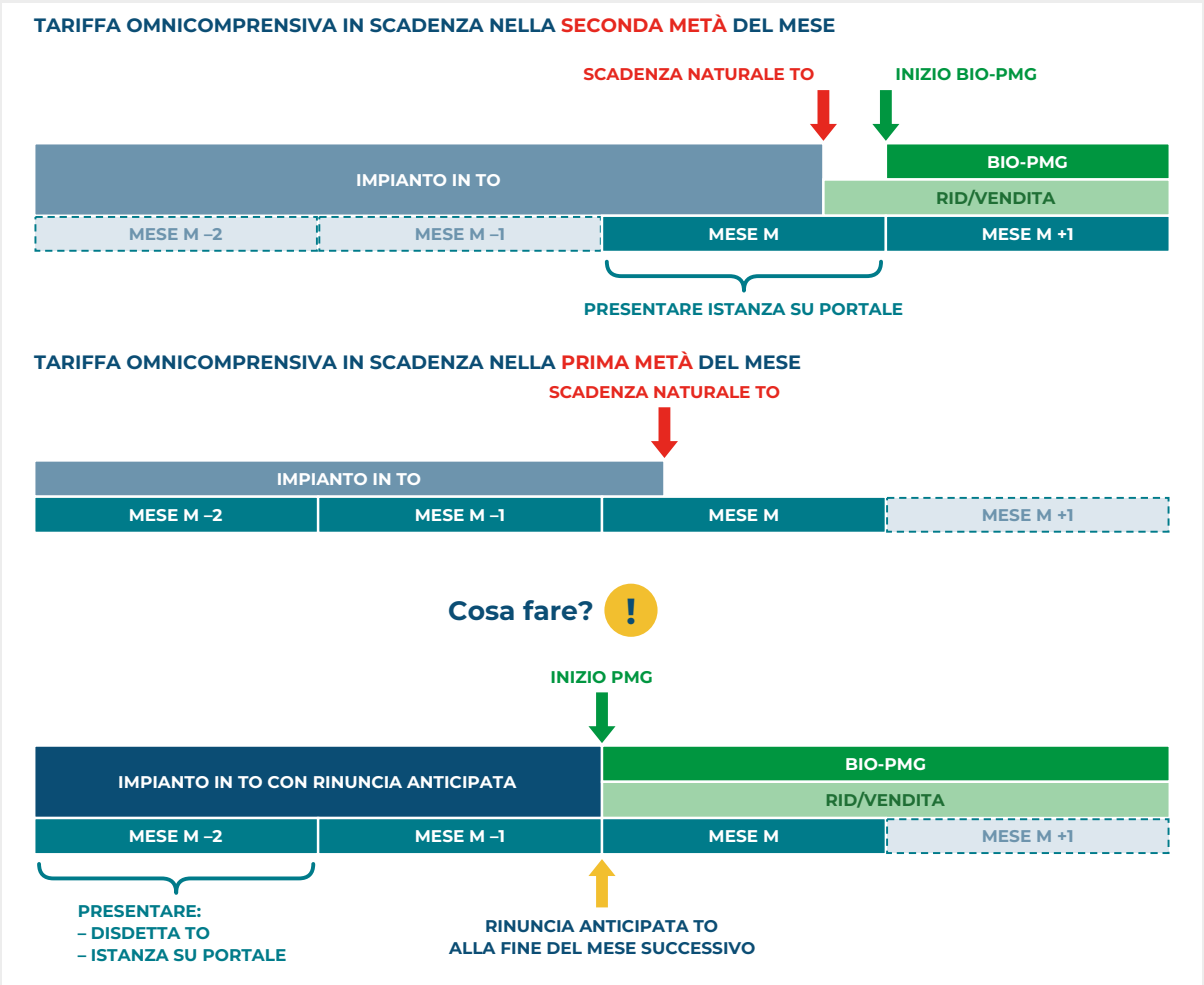
Un altro fattore che influisce sul valore del PMG è legato all'assetto dell'impianto biogas a seconda se si opera o meno in assetto cogenerativo.

IMPIANTO IN ASSETTO COGENERATIVO VS IMPIANTO IN ASSETTO NON COGENERATIVO: COSA CAMBIA?

Un impianto è considerato in **assetto cogenerativo se produce** oltre all'energia elettrica anche **calore** utilmente impiegato per utenze esterne al processo primario dell'impianto stesso.

- **Destinazione del calore utile:** ad esempio, il calore deve essere ceduto a una rete di teleriscaldamento, a clienti terzi oppure utilizzato in processi produttivi distinti da quello di generazione elettrica, anche se ubicati nel medesimo sito.

Quando fare richiesta BIO-PMG? Dipende!



COME VIENE PAGATO IL PMG

1 ACCONTO MENSILE

Ogni mese, in base a energia netta prodotta, PMG di acconto (bollettini GSE trimestrali) e prezzo zonale

2 CONGUAGLIO ANNUALE

Istanza entro il 31 maggio dell'anno successivo; calcolo puntuale su Delibera ARERA 132/2024

Corrispettivo mensile = $E_{netta,h}$ · ($PMG_{acconto}$ – PZ)

L'integrazione spetta solo se la differenza è positiva

- **Cosa NON conta come cogenerazione (esclusione fondamentale):** il calore riutilizzato per mantenere in temperatura i biodigestori o per il fabbisogno termico interno del processo di produzione elettrica **non è considerato calore utile** ai fini della determinazione dei PMG.
- **Basta anche un solo giorno:** se l'impianto ha operato in assetto cogenerativo anche per un solo giorno durante l'anno, deve dichiararlo in fase di conguaglio.

Un impianto è classificato come **non cogenerativo** se:

- **Dissipa integralmente il calore:** l'energia termica generata dal motore viene dispersa nell'aria o nell'ambiente (ad esempio tramite radiatori o torri di raffreddamento).
- **Riutilizza il calore solo per il proprio ciclo interno:** l'impianto sfrutta il calore unicamente per riscaldare i propri digestori o per servizi strettamente legati alla produzione di energia elettrica, senza alcuna cessione a terzi o ad altri processi produttivi.

Gli impianti che operano in assetto cogenerativo percepiscono un PMG inferiore rispetto agli impianti non cogenerativi in quanto l'utilizzo del calore a scopo utile può generare un ricavo o un mancato costo di approvvigionamento di gas naturale sul mercato per usi termici (diversi dall'impianto) presso l'utente.

LA REVISIONE 2026 DEL MECCANISMO

Nell'ambito del DL bollette, all'inizio del 2026 è stata varata una revisione del meccanismo dei PMG finalizzata a contenere i costi del sistema e a porre un orizzonte temporale certo di termine del regime. In tale ambito il CIB ha agito a livello istituzionale per indirizzare le scelte del legislatore verso uno schema di provvedimento che consentisse la maggiore continuità possibile per il funzionamento degli impianti biogas.

- ***Orizzonte temporale ed estensione al 2037:** Il regime ordinario è stato ridefinito per contenere la spesa di sistema definendo il termine di tale regime fino al **2030**. Il proseguimento fino al **2037** è garantito solo per gli impianti fino a **300 kW** e per quelli ammessi alle graduatorie delle **pratiche ecologiche PNRR.***
- ***Monitoraggio della spesa:** sono stati introdotti dei meccanismi di limitazione del costo a carico del sistema elettrico attraverso l'introduzione di tetti di spesa annuali.*

ARERA e GSE verificano semestralmente il rispetto dei tetti annuali definiti dal Decreto sulla base delle stime di costo e secondo un principio di efficientamento e riduzione della spesa.

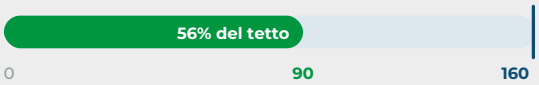
*Per l'annualità 2026, la spesa stimata per il biogas è di **90 milioni di euro** a fronte di un tetto tendenziale di **160 milioni**, confermando per tutto il 2026 la piena operatività senza tagli alla produzione per la quale si ha diritto al PMG.*

- *Nell'ambito della definizione di eventuali tagli della produzione a pieno regime, sono state introdotte delle priorità nell'assegnazione per gli impianti che:*
  - utilizzano biomasse da filiera corta;
  - producono calore utile (impianti cogenerativi);
  - sono direttamente collegati a livello elettrico con uno stabilimento produttivo.

SPESA PMG BIOGAS 2026

90 mln € spesa stimata

160 mln € tetto di spesa tendenziale



Piena operatività per tutto il 2026:
nessun taglio alla produzione con diritto al PMG

PRIORITÀ IN CASO DI TAGLI



Biomasse da filiera corta | **Produzione di calore utile** | **Collegamento diretto a uno stabilimento**

IL CALCOLO DEI CORRISPETTIVI: ACCONTO MENSILE E CONGUAGLIO ANNUALE

La remunerazione spettante al produttore viene erogata dal GSE confrontando i ricavi minimi garantiti con i ricavi effettivi ottenuti sul mercato. L'integrazione spetta solo ed esclusivamente se tale differenza è positiva.

Il flusso finanziario si articola in due fasi principali: i pagamenti mensili in acconto e il conguaglio finale a fine anno solare.

1. CALCOLO IN ACCONTO (CADENZA MENSILE)

Per garantire la liquidità agli operatori senza attendere la fine dell'anno, il GSE eroga pagamenti mensili basati su una formula semplificata:

Formula dell'acconto mensile:

$$\text{Corrispettivo mensile} = E_{netta,h} \cdot (PMG_{acconto} - PZ)$$

- **$E_{netta,h}$:** Energia netta prodotta nell'ora h.
- **$PMG_{acconto}$:** Valore determinato in base a tipologia e potenza dell'impianto, calcolato sui dati storici dei costi delle materie prime ridotti di una quota cautelativa.
- **PZ:** Prezzo zonale orario registrato nella zona di mercato di riferimento.

I bollettini contenenti i valori di $PMG_{acconto}$ vengono pubblicati trimestralmente dal GSE.

2. CALCOLO A CONGUAGLIO (CADENZA ANNUALE)

Al termine di ciascun anno solare, il GSE, a seguito della richiesta di conguaglio che il produttore deve avanzare entro il 31 maggio, effettua il calcolo puntuale definitivo e provvede all'erogazione a conguaglio.

Il valore puntuale del conguaglio viene calcolato per ogni singolo impianto applicando tutti i parametri operativi definiti dalla **Delibera ARERA 132/2024/R/eel** e s.m.i..

Per un calcolo puntuale (e non forfettario) del "PMG cogenerativo" il produttore deve misurare la quantità di calore utilizzata a scopo utile.

Taking Stock of GMPs – Guaranteed Minimum Prices

The Guaranteed Minimum Prices regime for biogas and biomass plants (BIO-PMG) was introduced to address the needs of renewable energy producers operating biogas plants whose feed-in incentive schemes are expiring or have already expired. The mechanism prevents these facilities from being forced to shut down by providing a top-up payment covering operating and maintenance (O&M) costs. Therefore, the PMG represents a revenue top-up designed to cover operating costs that exceed the market value of the generated electricity, rather than a capital incentive. Its primary objectives are:

5. Ensuring the ongoing operation of the facility.
6. Promoting efficient plant performance.
7. Accounting for fluctuations in feedstock costs.
8. Encouraging progressive cost efficiency over time.

Consequently, the PMG is not intended to cover new capital expenditures (CAPEX), as the generation facilities eligible for these prices have already reached the end of their incentive period (or have explicitly waived their incentives) and have therefore fully amortized their initial capital investment.

SCOPE OF APPLICATION

The facilities covered by this regime are biogas-fueled power plants (the measure also encompasses solid biomass and bioliquids/vegetable oil plants) that:

- Hold incentive agreements expiring on or before December 31, 2029.
- Voluntarily elect to waive their existing incentives on or before December 31, 2029.

PMG DETERMINATION AND ARERA RESOLUTIONS

PRODUCER COMPLIANCE CHECKLIST

*To receive the annual final settlement balance, an application must be submitted by **May 31 of the calendar year following the compliance year**.*

REQUIRED DOCUMENTATION:

- ***Monthly Feedstock Quantities:** A formal declaration of the monthly volumes/tonnages of biomass fed into the digesters.*
- ***Sustainability Certification:** Verification that the biomass complies with the sustainability and greenhouse gas savings criteria established under Legislative Decree 199/21 (RED II transposition).*
- ***Technical Heat Report (CHP units only):** Certified engineering documentation detailing the exact volume of heat recovered and put to useful use month by month.*

THE 2026 MECHANISM REVIEW

*Under the framework of the Energy/Bills Decree (*DL Bollette*), a revision of the PMG mechanism was enacted in early 2026 to curb system costs and establish a definitive sunset date for the support scheme. Throughout this process, CIB (*Consorzio Italiano Biogas*) engaged at the institutional and regulatory level to steer the legislative framework toward maximizing operational continuity for existing biogas facilities.*

- ***Time Horizon and Extension to 2037:*** *The standard regime has been restructured to limit overall electricity system expenditures, establishing an end date of 2030 for the general scheme. An extension through 2037 is granted exclusively to plants with a capacity up to 300 kW and to facilities admitted to the NRRP (*PNRR*) sustainable agronomic practices rankings.*
- ***Cost Monitoring and Budget Caps:*** *Expenditure-control mechanisms have been implemented to contain costs borne by electricity system charges via annual budget caps. ARERA and GSE carry out biannual compliance reviews of the annual budget caps established by Decree, based on cost projections and under principles of expenditure reduction and system efficiency. For calendar year 2026, projected biogas expenditures stand at €90 million against a ceiling threshold of €160 million, confirming full operational support throughout 2026 without production curtailments or volume prorating for PMG-eligible generation.*
- ***Priority Allocation Criteria:*** *In the event that generation caps or pro-rata curtailments become necessary at full capacity, priority allocation rules have been established for plants that:*
  - *Utilize biomass sourced from short supply chains;*
  - *Produce qualifying useful heat (cogeneration / CHP plants);*
  - *Maintain a direct electrical connection / private wire arrangement with an on-site industrial manufacturing facility.*

Given the PMG's function as a revenue top-up, its level must be periodically reassessed to reflect fluctuations in operating expenses over time.

Law Decree 57/23 (DL 57/23), which established the PMG mechanism, tasked the Italian Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment (ARERA) with defining the methodology for calculating this value, supported by technical assessments from RSE. These calculation procedures were established by ARERA in Resolution No. 132/2024/R/eel of April 9, 2024, along with subsequent amending and supplementary resolutions.

Under these regulatory provisions, ARERA stipulates that GSE (*Gestore dei Servizi Energetici*) shall pay producers, retroactively effective from July 28, 2023, a premium over the electricity market price based on operating costs. This is calculated via a formula comprising: a set of fixed parameters indexed annually to inflation, and two variable components (namely, the annual average price of corn silage and the price of diesel fuel). Based on these two variables, GSE determines the annual PMG value, first as an interim payment and subsequently via a year-end final settlement balance.

Another factor affecting the PMG value is the operational configuration of the biogas plant, depending on whether it operates in a combined heat and power (CHP / cogeneration) configuration or in an electricity-only (non-CHP) configuration.

COGENERATION (CHP) VS. NON-COGENERATION CONFIGURATION: KEY DISTINCTIONS

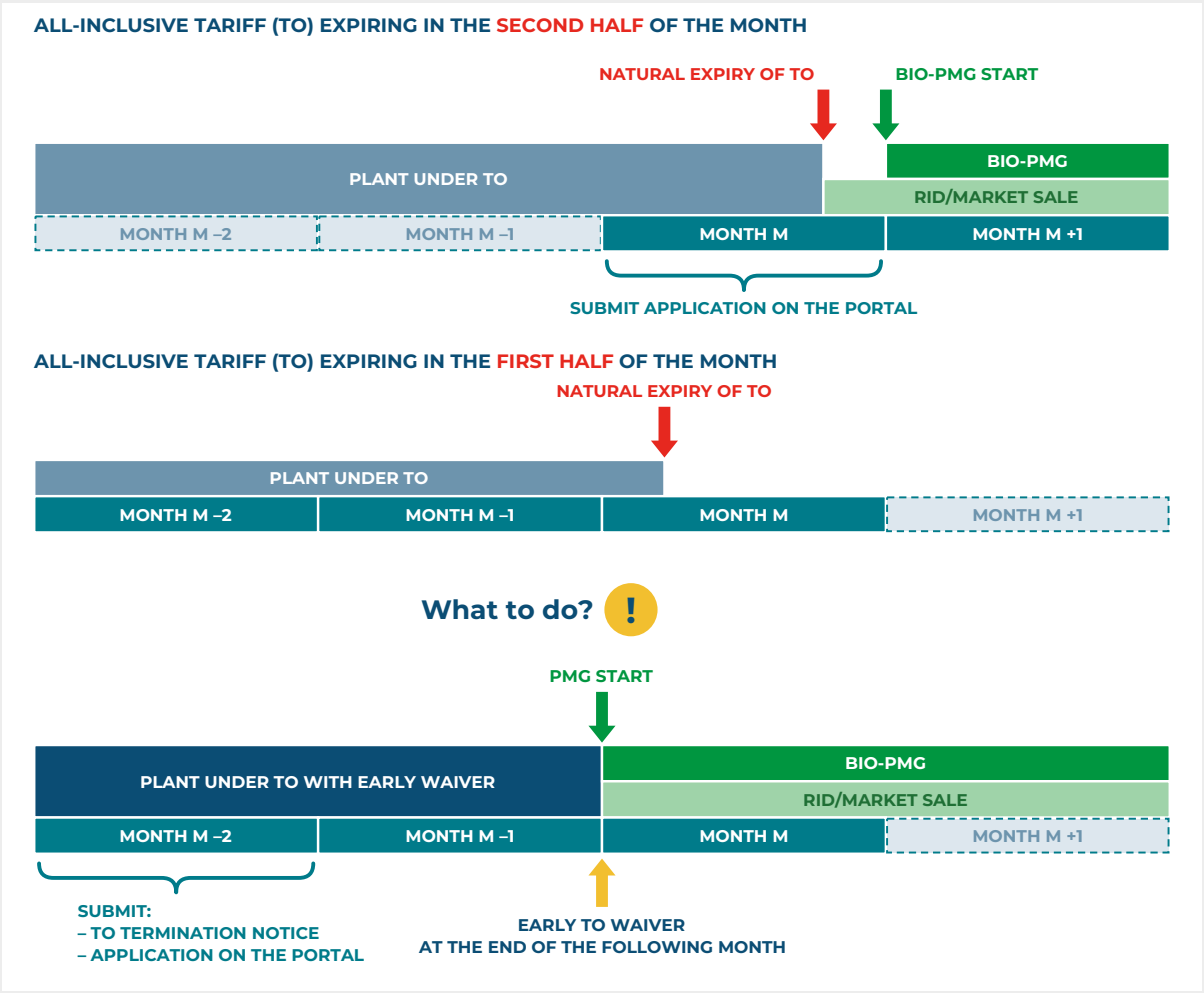
A plant is classified as operating in a cogeneration (CHP) configuration if, in addition to electricity, it produces useful heat utilized by off-site or external processes outside the primary plant cycle itself.

- **Destination of useful heat:** For instance, heat must be exported to a district heating network, delivered to third-party off-takers, or used in industrial/production processes distinct from the power generation cycle, even if situated on the same site.
- **What does NOT qualify as cogeneration (fundamental exclusion):** Heat recycled to maintain operating temperatures in the biodigesters or for the internal parasitic thermal load of the power generation process is not deemed useful heat for the purpose of PMG determination.
- **Single-day threshold:** If a facility operated in a CHP configuration for even a single day during the calendar year, this must be formally declared during the annual settlement filing.

A facility is classified as non-cogenerating (electricity-only) if:

- **It fully dissipates waste heat:** The thermal energy generated by the engine is rejected into the ambient air (e.g., via dry coolers, radiators, or cooling towers).
- **It reuses heat exclusively for internal process needs:** The plant utilizes thermal output solely to heat its own digesters or for parasitic loads strictly tied to electricity

When Should You Apply for BIO-PMG? It Depends!



generation, without supplying heat to third parties or other productive processes.

Plants operating in a CHP configuration receive a lower PMG than non-CHP plants, because supplying useful heat can yield additional commercial revenue or avoid natural gas procurement costs for thermal off-takers.

PAYMENT CALCULATIONS: MONTHLY ADVANCE AND ANNUAL SETTLEMENT

The compensation due to the producer is disbursed by GSE by comparing the guaranteed minimum revenues against the actual revenues realized on the wholesale market. The top-up is payable strictly and exclusively when this difference is positive.

The settlement process is structured across two phases: monthly advance payments and a final year-end settlement.

1. ADVANCE CALCULATION (MONTHLY BASIS)

To ensure working capital and operational liquidity without requiring operators to wait until year-end, GSE issues monthly advances based on a simplified formula:

$$\text{Monthly payment} = E_{net,h} \cdot (PMG_{advance} - PZ)$$

- $E_{net,h}$: Net electricity fed into the grid in hour h.
- $PMG_{advance}$: Baseline rate determined by plant category and capacity rating, calculated using historical feedstock cost indices reduced by a prudential margin.
- PZ: Hourly zonal clearing price recorded in the relevant bidding zone.

Bulletins detailing the $PMG_{advance}$ values are published on a quarterly basis by GSE.

2. FINAL SETTLEMENT CALCULATION (ANNUAL BASIS)

At the end of each calendar year, following the formal settlement application that producers must submit by May 31, GSE performs the definitive, plant-specific recalculation and disburses the final settlement balance.

The precise settlement balance is calculated on an individual plant basis by applying all operating parameters set forth in ARERA Resolution 132/2024/R/eel, as amended.

To receive an itemized (non-standardized / non-flat-rate) "CHP PMG" calculation, the operator must meter and verify the exact quantity of heat delivered for qualifying useful applications.



ESPERIENZA AFFIDABILITA' FLESSIBILITA'
PER I TUOI INVESTIMENTI

Operations

Bioenerys gestisce attualmente una piattaforma di 40 impianti , al 2027 potrà raggiungere una capacità installata di circa 80 MWeq per una produzione di oltre 135 mln di Sm^3 di biometano, arrivando a coprire una quota di circa il 10% del mercato nazionale.

Engineering, Procurement, Construction

La nostra consolidata esperienza nel settore, unita a un team altamente qualificato e specializzato, ci rende il partner ideale per la realizzazione del tuo impianto di biometano.

Gestiamo con successo ogni fase del processo EPC (Engineering, Procurement, Construction), dalla progettazione e costruzione fino al collaudo finale e alla messa in opera.

Grazie alla presenza di esperti di primo livello, Bioenerys adotta tecnologie all'avanguardia, garantendo impianti efficienti, sicuri e orientati alla sostenibilità.

- STUDIO DI FATTIBILITÀ
- PERMITTING
- INGEGNERIA
- PROCUREMENT
- COSTRUZIONI
- COLLAUDO & AVVIAMENTO
- SERVICE & ASSISTENZA

www.bioenerys.it

bio enerys
a Snam company

+250
IMPIANTI
Progettati, realizzati e collaudati oltre 250 impianti in tutto il mondo

272
PERSONE
Bioenerys e le sue controllate impiegano attualmente 272 persone

112
MILIONI EURO
Fatturato 2024



Service

BIOGAS24 è la divisione di Bioenerys specializzata nell'**assistenza tecnica** e **biologica** per tutti gli impianti biogas e biometano, **indipendentemente** dal costruttore e dalla **tecnologia** adottata.

Biogas24, grazie all'esperienza dei suoi tecnici e ai suoi centri logistici, è in grado di offrire un **pacchetto completo** di manutenzione degli impianti ed è **leader** nel **controllo biologico**, un aspetto cruciale per **garantire la qualità** e l'efficienza del processo di produzione del **biometano**.

Questi servizi vengono forniti sia per gli impianti di **proprietà** sia per quelli di **terzi**, dimostrando la **versatilità** e la competenza di **Bioenerys** nel rispondere alle esigenze di una vasta gamma di clienti.

Ogni intervento tecnico è **modulato** in base alle specifiche **caratteristiche** del singolo impianto e prevede un **monitoraggio** costante delle **condizioni** dell'impianto, garantendo un **funzionamento ottimale** prevenendo guasti e inefficienze.

+200
IMPIANTI
Impianti gestiti in service

+15
ANNI
Anni di esperienza e know how

3000
Mq
Mq di centri logistici

RAPIDI
Preventivi e valutazioni tecniche rapidi

CIB SERVICE

Contratti di compravendita di biometano ai sensi del DL Agricoltura

I Servizi di CIB Service

di Simona D'Angelosante, Elisa Codazzi

Se il DM 2022 del PNRR ha dato la spinta iniziale per sostenere la produzione agricola, l'articolo 5-bis del DL Agricoltura ha chiuso il cerchio, creando un sistema di autoconsumo diffuso su misura per l'industria. L'alleanza tra agricoltura e industria ha dimostrato sul campo che i contratti bilaterali di lungo termine possono affiancare con successo i contributi pubblici, accelerando l'indipendenza energetica del Paese.

Per molti imprenditori agricoli, sedersi al tavolo con un'acciaieria o una cartiera per negoziare un contratto pluriennale di fornitura di biometano era un'esperienza del tutto nuova. Per questo CIB Service ha costruito un percorso di accompagnamento che segue il produttore dal primo contatto fino alla firma, articolato in tre tappe. La prima è trovare l'interlocutore giusto. Non sempre il produttore sa a quale porta bussare: a volte ha già qualche contatto avviato, più spesso deve capire quali industrie del proprio territorio o dei comparti più affini possano essere interessate al suo biometano. CIB Service lo aiuta a mettere a fuoco la ricerca e, quando serve, allarga il campo segnalando nuovi potenziali acquirenti tra le imprese hard-to-abate, per poi sollecitare a ciascuno la migliore offerta. Arrivate le proposte, si tratta di leggerle con occhio esperto. Il prezzo è solo una parte della partita: durata del contratto, impegni sui volumi, obblighi di programmazione e condizioni di uscita anticipata possono rendere un'offerta apparentemente vantaggiosa molto meno conveniente nel lungo periodo. CIB Service mette a confronto le offerte e le discute con il produttore, perché la scelta del partner con cui proseguire sia pienamente consapevole. L'ultima tappa, la più delicata, è la negoziazione. CIB Service mette a disposizione il proprio schema di accordo, pensato per bilanciare le esigenze di entrambe le parti, oppure lavora sul testo proposto dal cliente industriale. Al fianco del produttore ne valuta le richieste di modifica, partecipa agli incontri con la controparte e lo accompagna fino alla versione definitiva da sottoscrivere.



CIB Service ha lavorato secondo questo schema nel corso del 2026 e i risultati sono stati straordinari: quasi la totalità dei contatti generati si è tradotta in un contratto firmato. In tota-

Settori merceologici		
Settore	**Mln Smc/anno**	
Acciaio	82	46%
Alimentare	13	7%
Carta	25	14%
Ceramica	20	11%
Chimica	18	10%
Cemento e laterizi	19	11%
Plastica	3	2%
Totale complessivo	**180**	**100**

Figura 1: Contratti negoziati da CIB Service suddivisi per settori merceologici

le, con il supporto di CIB Service, sono stati chiusi 60 accordi di compravendita, che mobilitano 180 milioni di Smc all'anno di biometano provenienti da aziende agricole.

A chi va questo biometano? Osservando la distribuzione dei consumi dei 180 milioni di Smc/anno, emerge che quasi la metà — il 46% (82 milioni di Smc) — è stata assorbita dal settore dell'acciaio. Segue il comparto della carta con il 14%, e poi via via ceramica (11%), cemento e laterizi (11%), chimica (10%), alimentare (7%) e plastica (2%). Questo dimostra che la molecola verde sta andando esattamente dove serve di più: nei settori energivori a più difficile decarbonizzazione. Al di là dei risultati conseguiti attraverso i servizi di CIB Service, le interlocuzioni con il GSE confermano una crescente tendenza a negoziare accordi di compravendita di biometano per autoconsumo ai sensi dell'articolo 5-bis del DL Agricoltura, anche da parte di impianti che, pur potendo optare per la tariffa omnicomprensiva, scelgono alla fine di accedere alla tariffa premio, contrattualizzando con i clienti finali direttamente o tramite società di vendita del gas.

CIB e CIB Service hanno operato per garantire la massima trasparenza, creando condizioni contrattuali e prezzi di equilibrio tra le parti: hanno messo a disposizione modelli contrattuali e affiancato le aziende in tutte le fasi della negoziazione. Ma il lavoro di CIB Service non finisce qui: da questo momento in poi, il suo impegno si sposta sull'accompagnamento all'attuazione pratica dei contratti, per fare in modo che ciascuno di questi 60 accordi diventi una realtà operativa e duratura nel tempo. Firmare un contratto, infatti, è solo l'inizio. Un accordo di compravendita di biometano vive giorno per giorno: ci sono volumi da programmare, consegne da documentare, fatture da emettere e Garanzie di Origine da trasferire. Sono adempimenti ricorrenti che, se gestiti in modo frammentato tra e-mail, fogli di calcolo e telefonate, rischiano di generare errori e incomprensioni proprio tra due parti che hanno appena costruito un rapporto di fiducia.

Da qui nasce il servizio di mantenimento del contratto. Il suo cuore è un portale informatico che CIB Service mette a disposizione del produttore e del cliente finale: uno spazio condiviso in cui entrambe le parti trovano, nello stesso posto e con le stesse informazioni, tutto ciò che serve per far funzionare l'accordo. Sul portale il produttore comunica la programmazione delle immissioni in rete e il cliente finale può consultarla in ogni momento. La pianificazione è uno dei terreni su cui gli agricoltori hanno dovuto misurarsi più da vicino con le regole del mercato del gas: programmare con precisione e comunicare per tempo significa ridurre gli scostamenti tra quanto previsto e quanto effettivamente immesso, e con essi i costi di sbilanciamento.

Attraverso lo stesso portale passa anche la fatturazione, gestita in coerenza con le condizioni economiche e con le eventuali formule di indicizzazione previste dal contratto. Avere un unico riferimento condiviso rende i conti più trasparenti e aiuta a garantire quella puntualità nei pagamenti che, per il produttore, è una condizione essenziale per la sostenibilità finanziaria dell'impianto. Resta un ultimo tassello, che per il cliente industriale vale quanto la molecola stessa: il trasferimento delle Garanzie di Origine. CIB Service se ne fa carico, curando il passaggio delle GO dal produttore al cliente finale sul portale del GSE. È attraverso l'annullamento di queste garanzie che l'impresa può attestare di aver utilizzato biometano e rendicontare la riduzione delle proprie emissioni, anche nell'ambito del sistema ETS.

Dalla ricerca del partner industriale alla firma del contratto, fino alla sua gestione quotidiana: con il servizio di mantenimento CIB Service completa così il proprio percorso di accompagnamento, perché l'alleanza tra agricoltura e industria continui a tradursi, giorno dopo giorno, in biometano consegnato, emissioni evitate e valore condiviso per entrambe le filiere.

Contatti CIB Service

0371 1963 31

INFO@CIBSERVICE.IT

ELISA CODAZZI	N. interno: 0371 1963 331 e.codazzi@cibservice.it	Consulente commerciale , Esperta biometano DM 2018 e DM 2022
TEAM INCENTIVI	info@cibservice.it	Consulenza normativa, Studi di prefattibilità e Analisi documentale
TEAM SOSTENIBILITÀ	sostenibilita@cibservice.it	Consulenza sostenibilità e certificazione

GRR ENGINES: rettifica e revisiona motori di cogenerazione

GRR ENGINES
GRR SOLUZIONI PER I MOTORI

Un motore che perde efficienza non perde soltanto prestazioni. Può compromettere continuità operativa, consumi e redditività dell'intero impianto.



Quando un motore di cogenerazione arriva a un determinato livello di usura, la domanda non è soltanto quando intervenire, ma come farlo per recuperare efficienza, affidabilità e prestazioni, riducendo al tempo stesso i costi legati al fermo dell'impianto.

È qui che la rettifica e la revisione diventano una scelta strategica.

GRR ENGINES mette in campo esperienza, tecnologia e competenze specialistiche per rigenerare motori di cogenerazione e restituirli a una nuova vita operativa, con prestazioni e affidabilità pari al 100% di un motore nuovo.

L'azienda interviene su motori delle principali case costruttrici – Jenbacher, MAN, MWM, Deutz, MTU, MDE, Mercedes, CAT, Perkins, Volvo, GUASCOR e WAUKESHA – e su diverse tipologie di alimentazione: diesel, biodiesel, metano, olio vegetale e biogas.

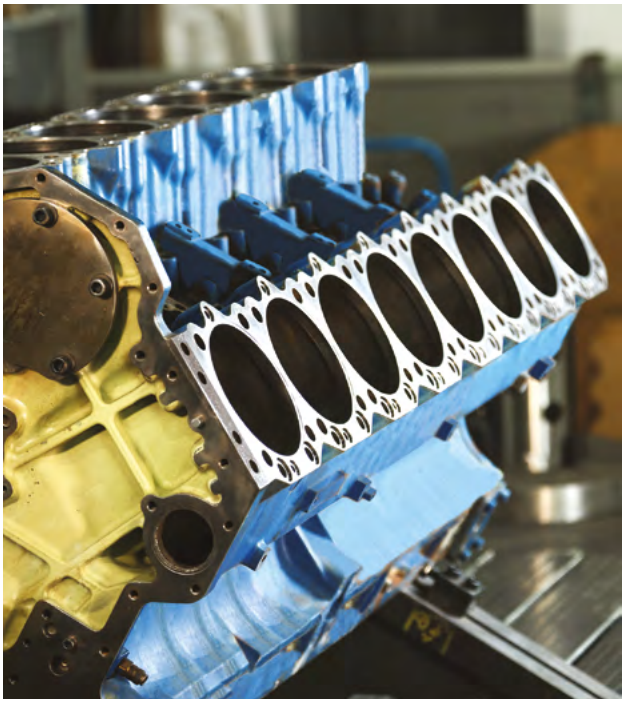
L'attività comprende la revisione di motori completi e genset, ma anche interventi mirati sui singoli componenti: testate, bielle, pistoni, alberi motore e alberi a camme, monoblocchi, turbocompressori, intercooler e oilcooler, pompe acqua e pompe olio. L'intervento parte dalla valutazione delle condizioni effettive del motore, per individuare la soluzione più adeguata alle esigenze dell'impianto.

Alesatura, spianatura e levigatura dei monoblocchi, ripristino dei piani di appoggio canne, realizzabile anche direttamente in cantiere, prove di tenuta idraulica, controlli di linearità con sistemi laser e prove metalloscopiche certificate di I-II livello sono tra le lavorazioni che permettono di verificare e ripristinare ogni componente.

Anche la fase di pulizia e preparazione viene affidata a tecnologie specifiche, come i lavaggi in vasche ad ultrasuoni. A questo si aggiungono macchinari di ultima generazione come la ROTTLER EM109H, che rende le lavorazioni ancora più precise, controllate ed efficienti.

Rigenerare significa prolungare la vita del motore, recuperare valore dall'investimento sostenuto e riportare in efficienza un componente fondamentale dell'impianto. Ma significa anche valorizzare competenze tecniche specializzate, dove tecnologia avanzata e manualità lavorano insieme.

È questa la filosofia di GRR ENGINES: trasformare la revisione in una nuova opportunità di affidabilità e continuità operativa. Perché un motore rigenerato non è semplicemente un motore riparato: è un motore pronto a dare ancora il suo massimo.





GRR ENGINES

rigenerazione = pari al nuovo + risparmio + sostenibilità

ENGINES

GRR SOLUZIONI PER I MOTORI

REVISIONE MOTORI COGENERAZIONE
PER IMPIANTI DI COGENERAZIONE
E GENERATORI PER TUTTI I TIPI DI COMBUSTIBILE

- Revisione testate motori con componenti originale o aftermarket
- Revisione bielle
- Revisione turbocompressori
- Revisione/ripristino monoblocchi (alesatura, spianatura, levigatura)
- Revisione intercooler e oilcooler
- Revisione pompe acqua
- Revisione pompe olio
- Revisione intercooler e scambiatore
- Revisione motorini di avviamento ed alternatori
- Lavorazioni per il ripristino piani appoggio canne eseguibili anche in cantiere
- Prove di tenuta idraulica
- Prove metalloscopiche certificate di I e II livello
- Controlli linearità con sistemi laser
- Lavaggi in apposite vasche ad ultrasuoni

WEB SITE

G.R.R. Motori S.r.l. Via Mezzana, 44 - 25038 Rovato (BS) - T. +39 030.5785823 - info@grrmotori.it

Rimuovere gli ostacoli per sbloccare il potenziale della filiera del biogas in Europa

In una fase in cui l'Europa mira a rafforzare la propria competitività, resilienza e ambizione climatica, la filiera del biogas viene sempre più riconosciuta come una risorsa strategica. Ottenuti a partire da scarti e residui locali, il biogas e il biometano contribuiscono alla produzione energetica interna, alla decarbonizzazione e alla circolarità.

La capacità di produzione di biometano in Europa ha ormai superato gli 8 miliardi di metri cubi, sostenuta da 36 miliardi di euro di investimenti annunciati, mentre nel 2024 biogas e biometano hanno fornito complessivamente circa 22 miliardi di metri cubi di energia gassosa, pari a circa il 7% della domanda europea di gas. La crescita del comparto rimane tuttavia ben al di sotto del suo potenziale effettivo. Secondo una recente analisi tecnica dell'EBA, l'Europa potrebbe produrre 35 miliardi di metri cubi di biometano all'anno entro il 2030, a patto che siano predisposte le necessarie condizioni quadro.

Tale rilevanza strategica trova un crescente riscontro anche ai massimi vertici politici. Nel discorso sullo stato dell'Unione del 2026, la presidente della Commissione europea Ursula von der Leyen ha evidenziato il ruolo del biometano nel quadro delle iniziative europee volte a consolidare l'indipendenza energetica e a ridurre le importazioni di combustibili fossili. Tradurre questa attenzione politica in uno sviluppo concreto richiederà però il superamento di diversi ostacoli persistenti.

Sebbene la fiducia degli investitori si confermi solida, i colli di bottiglia amministrativi, i quadri normativi frammentati e l'insufficienza degli incentivi di mercato continuano a frenare lo sviluppo dei progetti. Sono diverse le aree in cui occorre intervenire.

SBLOCCARE I PROGETTI ATTRAVERSO UN ITER AUTORIZZATIVO PIÙ EFFICIENTE

L'iter autorizzativo rappresenta tuttora una delle barriere principali. I progetti legati a biogas e biometano ricadono spesso sotto una pluralità di normative, dalla gestione dei rifiuti all'agricoltura, fino alle emissioni industriali e all'edilizia. Questa frammentazione genera procedure lunghe e sovrapposizioni burocratiche. Modelli virtuosi, come il sistema autorizzativo interamente digitalizzato adottato dall'Estonia, dimostrano come sia possibile snellire le pratiche amministrative preservando al tempo stesso i presidi di tutela ambientale.

TRASFORMARE GLI INVESTIMENTI IN IMPIANTI OPERATIVI

Il comparto attrae già un forte interesse finanziario. La priorità non è più attirare capitali, bensì convertire gli impegni già assunti in progetti operativi. L'ultimo Biomethane Investment Outlook dell'EBA stima che gli investimenti annunciati potrebbero garantire circa 9 miliardi di metri cubi di ulteriore capacità produttiva di biometano entro il 2030, se supportati da un contesto normativo favorevole. Una visione politica a lungo termine, procedure autorizzative più rapide e segnali di mercato più chiari saranno determinanti per liberare questo potenziale.

VALORIZZARE APPIENO LE RISORSE DELLA FILIERA DEL BIOGAS

La filiera del biogas offre vantaggi che vanno ben oltre la sola generazione di energia rinnovabile. Attraverso la digestione anaerobica, i rifiuti organici, i reflui zootecnici e gli altri residui possono essere trasformati in gas rinnovabile, digestato ad alto valore nutritivo e CO_2 biogenica. Un adeguato riconoscimento di questi co-prodotti rafforzerebbe la sostenibilità economica degli impianti, promuovendo contestualmente l'efficienza nell'uso delle risorse e i traguardi dell'economia circolare.

COSTRUIRE UN MERCATO EUROPEO INTEGRATO

Le disparità nelle norme di allacciamento alla rete, nei regimi di certificazione e nei requisiti amministrativi continuano a ostacolare lo sviluppo del mercato e il commercio transfrontaliero. Un maggiore coordinamento tra gli Stati membri favorirebbe la creazione di un mercato europeo più integrato per i gas rinnovabili, facilitandone la diffusione in tutto il continente.

RICONOSCERE I BENEFICI PER IL CLIMA

I quadri normativi attuali non sempre riconoscono appieno i benefici ambientali legati alla produzione di biometano, quali la prevenzione delle emissioni di metano in atmosfera, il recupero dei nutrienti e l'impiego della CO_2 biogenica. Un sistema di contabilizzazione del carbonio più coerente potrebbe introdurre ulteriori stimoli per investimenti e innovazione.

ALLINEARE LA PRODUZIONE FUTURA ALLA DOMANDA INDUSTRIALE

Se superare le barriere normative è indispensabile per accrescere l'offerta, definire segnali stabili di domanda a lungo termine sarà altrettanto importante per sostenere la crescita costante del mercato.

Si prevede inoltre che la domanda aumenti in misura significativa. Un altro recente studio dell'EBA, intitolato Biomethane for a Climate-Neutral Industry, stima che la richiesta industriale di biometano possa raggiungere circa 10 miliardi di metri cubi entro il 2030, per poi salire a 30 miliardi di metri cubi entro il 2040 e a 35 miliardi di metri cubi entro il 2050, un volume equivalente a quasi la metà dell'attuale consumo industriale europeo di gas naturale. L'indagine individua un forte potenziale in settori come la siderurgia, la chimica, la cartiera, la ceramica e la produzione di calore per l'industria, soprattutto laddove l'elettrificazione risulta complessa o onerosa.

Guardando oltre l'orizzonte del 2030, il settore richiederà un quadro programmatico e normativo stabile, capace di connettere il potenziale produttivo del continente con le crescenti esigenze industriali. Mentre l'Unione Europea delinea la propria politica energetica e climatica per il post-2030, disporre di indicazioni chiare a lungo termine sarà fondamentale.

L'Europa possiede già le risorse, le tecnologie e l'interesse degli investitori necessari per espandere la filiera del biogas su larga scala. Rimuovere gli ostacoli normativi e consolidare un contesto politico più coerente rappresenteranno i fattori determinanti per trasformare questo potenziale in realtà.

Removing barriers to unlock Europe's biogas potential

At a time when Europe is seeking to strengthen its competitiveness, resilience and climate ambition, biogases are increasingly recognised as a strategic asset. Produced from local waste streams and residues, biogas and biomethane contribute to domestic energy production, decarbonisation and circularity.

Biomethane production capacity in Europe has now surpassed 8 bcm, supported by €36 billion in announced investments, while biogas and biomethane together supplied approximately 22 bcm of gaseous energy in 2024, equivalent to around 7% of European gas demand. Yet growth remains well below the sector's available potential. According to a recent EBA technical assessment, Europe could produce 35 bcm of biomethane annually by 2030, provided the right framework conditions are in place.

This strategic relevance is increasingly recognised at the highest political level. In her 2026 State of the Union Address, European Commission President Ursula von der Leyen highlighted biomethane as part of Europe's efforts to strengthen energy independence and reduce reliance on fossil fuel imports. However, translating this growing political recognition into tangible deployment will require addressing a number of persistent barriers.

While investor confidence remains strong, administrative bottlenecks, fragmented regulatory frameworks and insufficient market incentives continue to constrain deployment. Several areas require action.



UNLOCKING PROJECTS THROUGH SMARTER PERMITTING

Permitting remains one of the most significant barriers. Biogas and biomethane projects often fall under multiple regulatory frameworks, ranging from waste management and agriculture to industrial emissions and construction. This can lead to lengthy procedures and duplicated requirements.

Examples such as Estonia's digitalised permitting system demonstrate how administrative processes can be streamlined while maintaining environmental safeguards.

TURNING INVESTMENT INTO DEPLOYMENT

The sector already benefits from strong investor interest. The challenge is no longer attracting investment, but turning existing commitments into operational projects. EBA's latest Biomethane Investment Outlook estimates that announced investments could deliver around 9 bcm of additional biomethane production capacity by 2030, provided the right framework conditions are in place. Long-term policy visibility, faster permitting and clearer market signals will be essential to unlock this potential.

CAPTURING THE FULL VALUE OF BIOGASES

Biogases deliver benefits beyond renewable energy production. Through anaerobic digestion, biowaste, manure and other residues can be transformed into renewable gas, nutrient-rich digestate and biogenic CO_2. Better recognition of these co-products would strengthen project economics while supporting resource efficiency and circular economy goals.

BUILDING AN INTEGRATED EUROPEAN market

Differences in grid-connection rules, certification systems and administrative requirements continue to hinder market development and cross-border trade. Greater coordination between Member States would help create a more integrated European market for renewable gases and facilitate deployment across the continent.

RECOGNISING CLIMATE BENEFITS

Current frameworks do not always fully recognise the climate benefits associated with biomethane production, including methane emissions avoidance, nutrient recycling and the use of biogenic CO_2. More consistent carbon accounting could create additional incentives for investment and innovation.

MATCHING FUTURE PRODUCTION WITH INDUSTRIAL DEMAND

While addressing regulatory barriers is essential to increase supply, creating stable long-term demand signals will be equally important to support continued market growth.

Demand is also expected to grow significantly. A separate recent EBA report, Biomethane for a Climate-Neutral Industry, estimates that industrial demand for biomethane could reach around 10 bcm by 2030, increasing to 30 bcm by 2040 and 35 bcm by 2050, equivalent to nearly half of current European industrial natural gas consumption. The study identifies strong potential in sectors such as steel, chemicals, paper, ceramics and industrial heat production, particularly where electrification remains challenging or costly.

Looking beyond 2030, the sector will require a stable policy framework capable of connecting Europe's production potential with growing industrial demand. As the EU prepares its post-2030 energy and climate framework, clear long-term signals will be essential.

Europe already has the resources, technologies and investment interest needed to scale biogases. Removing regulatory barriers and creating a more coherent policy environment will be key to turning that potential into reality.



RENOVEBIO progetta, realizza e gestisce impianti BIOGAS E BIOMETANO: in qualità di **EPC** e **General Contractor**, garantisce un servizio **competente** e **innovativo**, nel rispetto dell'ambiente. Offre soluzioni innovative, garantendo ai clienti le **migliori performance** produttive, la riduzione dei costi di esercizio, la gestione degli adempimenti e delle scadenze normative e la **massimizzazione del fatturato**.

L'ESPERIENZA LA NOSTRA FORZA LA VOSTRA GARANZIA

SETTORI DI APPLICAZIONE

AGRI&FARM
Impianti ad alte prestazioni
e affidabilità per il settore agricolo

WASTE
Trasformiamo il rifiuto
in energia rinnovabile

FOOD&BEVERAGE
Impianti innovativi chiavi in mano
per l'industria alimentare

SERVICE
Assistenza tecnica e biologica
per tutti gli impianti

EPC, UN UNICO PARTNER SEMPRE AL TUO FIANCO

- Studio di fattibilità
- Permitting
- Progettazione
- Procurement
- Ingegneria e costruzioni
- Start-up e commissioning
- Gestione e assistenza

REVAMPING DA BIOGAS A BIOMETANO ALLUNGA LA VITA DEL TUO IMPIANTO

- + 15 anni
- Aumento dell'efficienza
- Riduzione dei consumi
- Incremento del reddito
- Gestione più sostenibile
- Garanzia di continuità operativa durante i lavori

DIGESTATO, RISORSA PREZIOSA

- Tecnologie innovative di pre e post-trattamento digestato
- Rimozione e recupero dell'azoto
- Desolforazione del biogas
- Trattamento del digestato strippaggio, nitro-denitro



RENOVEBIO
Biogas & Biomethane

ECOMONDO
The green technology expo.

RIMINI _ 03/06 novembre _ Pad D5 _ Stand 206-307

www.renovebio.it

10 AZIONI PER COLTIVARE IL FUTURO



scopri di più su
farmingforfuture.it

FARMING FOR FUTURE FOUNDATION

Nello spazio iper-rappresentato dell'agricoltura italiana ed europea la Fondazione Farming for Future fornisce uno spazio innovativo di incontro e confronto tra diversi attori, stakeholders, imprese e imprenditori, ricercatori e divulgatori, per promuovere il modello di agricoltura sostenibile tracciato dalle dieci azioni di Farming for Future. Un modello che si affida alla ricerca e al metodo scientifico per dare risposte concrete e certe al settore e ai suoi interlocutori. Evidenze scientifiche che diventano strumenti per co-creare con tutti gli attori a monte e a valle del processo di produzione primaria, nuovi modelli di sviluppo agricolo che restituiscano produttività, redditività e competitività, dimostrando che produttività e sostenibilità non sono in contrapposizione. Gestione e salute del suolo, fertilizzazione organica, tecnologia e innovazione, benessere animale saranno solo alcuni dei temi su cui si potranno convogliare le energie e iniziative dei diversi attori aderenti alla Fondazione che si riconoscano nel modello valoriale di Faming for Future. La Fondazione vuole mettersi al centro del dibattito con la società civile, le istituzioni nazionali e comunitarie e i diversi partner strategici dell'agro-industria e dell'agroalimentare, per fornire risposte chiare, concrete e realizzabili e garantire così un futuro all'agricoltura italiana ed europea.

Diana Lenzi, Presidente della Farming for Future Foundation

In the highly represented universe of EU and Italian agriculture the Farming for Future Foundation provides an innovative space that allows different actors, stakeholders, enterprises and entrepreneurs, researchers and disseminators to meet, confront with one another and share the model of sustainable agriculture that is defined through the 10 actions of the Farming for Future project. A model that sounds itself in research and scientific methodology to provide concrete and certain answers to the sector and its' interlocutors. Scientific data that becomes instrumental to co-create with the actors up and downstream the primary production step of the agri value chain new sustainable farming models that can provide productivity, profitability and competitiveness, demonstrating that productivity and sustainability are not juxtaposition. Soil management and health, organic fertilization, technology and innovation, animal welfare, are only some of the topics on which it will be possible to join forces and actions for the different subjects that will join the Foundation, embracing the values on which it is founded. The Foundation wants to build for itself a central spot in the debate with civil society, Institutions at all levels and with the different strategic partners of the agro-industry and food chain, to deliver answers that are clear, concrete and scalable, thus guaranteeing a future to EU and Italian agriculture.

Diana Lenzi, Farming for Future Foundation President

FARMING FOR FUTURE

Digestato, studio di fattibilità per un polo di trattamento centralizzato

di Emilio Folli

Lo studio di fattibilità è stato sostenuto e sviluppato dalla Farming for Future Foundation, nata dall'iniziativa del Consorzio Italiano Biogas (CIB) per riunire imprese agricole e partner attorno alla transizione ecologica del settore . Il biometano è oggi una delle filiere più dinamiche dell'agricoltura italiana, con circa 130 impianti realizzati e altri 400 progetti in pipeline. Impianti più grandi e un uso sempre maggiore di effluenti zootecnici producono quantità crescente di digestato, che le aziende agricole possono utilizzare solo entro limiti precisi, in particolare nelle zone vulnerabili ai nitrati, dove il limite per l'azoto di origine zootecnica è di 170 kg per ettaro all'anno. Trasformarlo da elemento da gestire a risorsa da valorizzare significa chiudere il cerchio dell'economia circolare, ridurre la dipendenza dai concimi di sintesi e rafforzare il ruolo del biometano nella transizione ecologica.

È in questa prospettiva che il CRPA di Reggio Emilia, ha avuto l'incarico dalla Farming for Future Foundation di valutare la fattibilità di un polo per la produzione di fertilizzanti da digestato agricolo. L'idea è superare l'approccio del singolo produttore che adotta trattamenti isolati, spesso senza un obiettivo finale definito, in favore di un centro unico al servizio di più impianti. Nello studio vengono considerati fino a sette impianti di biometano.

Il gruppo di lavoro ha individuato l'area geografica, definito le efficienze di separazione dei nutrienti e costruito i bilanci di massa, dei nutrienti ed energetico, formulando poi i fertilizzanti. Le tecnologie scelte sono consolidate, disponibili sul mercato e basate sul recupero di nutrienti: essiccazione per il digestato solido, strippaggio e assorbimento dell'ammoniaca per quello liquido.

Il polo tratterebbe circa 151.800 tonnellate l'anno di digestato e ne ricaverebbe tra 15mila e 18mila tonnellate di fertilizzanti commerciali. Le opzioni sono tre:

- La prima prevede digestato essiccato in pellet abbinato a solfato ammonico.
- La seconda un concime organo-minerale con una quota di solfato ammonico, dove solo metà del solfato prodotto viene miscelata con il digestato essiccato.
- La terza solo concime organo-minerale, che raggiunge il 6,4% di azoto.

In tutti i casi circa il 43% dell'azoto iniziale viene delocalizzato come fertilizzante.

Per il fabbisogno energetico sono stati confrontati tre scenari: cogeneratore con caldaia a metano, rete elettrica con caldaia a cippato, rete elettrica con pompa di calore. I costi derivano da quotazioni di più fornitori, dall'archivio del CRPA e dal confronto con costruttori e tecnici del CIB.

Restano da sciogliere alcuni nodi. L'ubicazione ideale è vicino a un impianto di digestione anaerobica più che in posizione baricentrica, per contenere il trasporto. Vanno poi definiti gli aspetti autorizzativi e la gestione delle acque di condensazione, ipotizzate come risorsa da valorizzare e per questo non incluse nei costi. Sul fronte commerciale servono prodotti differenziati per target di

mercato e competenze dedicate.

Quanto alla parte economica, analizzata con SDA Bocconi, i numeri danno evidenza di ampia sostenibilità economica dell'iniziativa anche negli scenari più cautelativi. Per le aziende agricole il digestato diventa così una risorsa e non solo un costo, mentre per il CIB è un segnale concreto per lo sviluppo di sistemi consortili di trattamento. Per approfondimenti rimandiamo al contatto diretto con la Farming for Future Foundation.

Digestate, feasibility study for a centralized treatment hub

The feasibility study was supported and developed by the Farming for Future Foundation, created on the initiative of the CIB (Italian Biogas Consortium) to bring together agricultural enterprises and partners around the sector's ecological transition.

Biomethane is currently one of the most dynamic supply chains in Italian agriculture, with around 130 facilities completed and another 400 projects in the pipeline.

Larger plants and the increasing use of livestock effluents produce growing quantities of digestate, which farms can only apply within precise limits—particularly in Nitrate Vulnerable Zones, where the limit for livestock-derived nitrogen is 170 kg per hectare per year. Transforming digestate from an element to be managed into a resource to be valued means closing the circular economy loop, reducing reliance on synthetic fertilizers, and strengthening biomethane's role in the ecological transition.

It is from this perspective that CRPA in Reggio Emilia was commissioned by the Farming for Future Foundation to assess the feasibility of a processing hub for producing fertilizers from agricultural digestate. The idea is to move beyond the individual producer approach, where isolated treatments are adopted, often without a defined end goal, in favor of a single facility serving multiple plants. The study considers up to seven biomethane facilities.

The working group identified the geographic area, defined nutrient separation efficiencies, constructed mass, nutrient, and energy balances, and subsequently formulated the fertilizers. The selected technologies are mature, commercially available, and based on nutrient recovery: drying for solid digestate, and ammonia stripping and absorption for liquid digestate.

The hub would process approximately 151,800 metric tons per year of digestate, yielding between 15,000 and 18,000 metric tons of commercial fertilizers. Three options are evaluated:

- The first involves pelleted dried digestate combined with ammonium sulfate.
- The second comprises an organo-mineral fertilizer with a portion of ammonium sulfate, where only half of the produced sulfate is blended with the dried digestate.
- The third consists solely of an organo-mineral fertilizer, reaching a 6.4% nitrogen content.

In all cases, approximately 43% of the initial nitrogen is relocated as fertilizer.

To meet energy requirements, three scenarios were compared: a CHP unit with a natural gas boiler, the electrical grid with a wood-chip boiler, and the electrical grid with a heat pump. Costs were derived from quotes from multiple suppliers, the CRPA database, and comparisons with manufacturers and CIB technical experts.

Several issues remain to be resolved. The optimal location is closer to an anaerobic digestion plant rather than in a central position, in order to limit transport. Furthermore, permitting aspects and the management of condensation water—conceived as a resource to be valued and therefore excluded from costs—must be defined. On the commercial side, differentiated products tailored to market targets alongside dedicated expertise are required.

Regarding the economic aspect, analyzed in collaboration with SDA Bocconi, the figures demonstrate broad economic sustainability for the initiative, even under the most conservative scenarios. For agricultural businesses, digestate thus becomes a resource rather than merely a cost, whileCIB, it represents a concrete signal for developing consortia-based treatment systems. For more information, please contact the Farming for Future Foundation directly.



Pioneer: tre anni di monitoraggio sui cereali vernini per le bioenergie in Italia

Il Pioneer AGROLAB, il laboratorio di Servizi Agronomici di Pioneer, monitora da oltre 30 anni la qualità delle biomasse destinate alla zootecnia e alle bioenergie, con centinaia di campioni analizzati ogni anno. Questa attività, iniziata come supporto analitico alle aziende agricole per rendere più efficiente la produzione, la conservazione e l'uso dei trinciati raccolti, si è nel tempo evoluta in un'intensa attività di supporto alla valutazione delle performance dei propri prodotti.

"Ormai da tre anni ci stiamo dedicando con particolare attenzione al segmento dei cereali vernini ad uso zootecnico e bioenergetico" ha dichiarato Stefano Gobbo, Bioenergy Project Manager di Pioneer. "In un contesto di grande variabilità climatica, abbiamo appena concluso un interessante studio triennale su tre proposte sementiere di cereali foraggeri Pioneer: Orfeed, Trifuel e Frumax, rispettivamente mix di orzi, triticali e frumenti. Nell'ambito dello studio abbiamo messo a confronto i parametri nutrizionali alla raccolta, con quelli di varietà convenzionali disponibili sul mercato, raccogliendo ed analizzando quasi 14.000 campioni di trinciati verdi nel triennio 2024-2026".

2024 – UN'ANNATA MOLTO PIOVOSA

Fine inverno e inizio primavera molto piovosi hanno creato condizioni asfittiche, ridotto lo sviluppo delle piante e abbassato la produzione di amido e sostanza secca, che è risultata la più bassa del triennio, tranne che per l'orzo. In questo contesto Frumax ha mostrato un netto vantaggio rispetto a varietà convenzionali di frumenti foraggeri, sia in termini di sostanza secca prodotta (+2,4%) e amido (+3,0% sulla S.S.), sia in termini di resa biogas (+32,4 m^3 per tonnellata di sostanza secca).



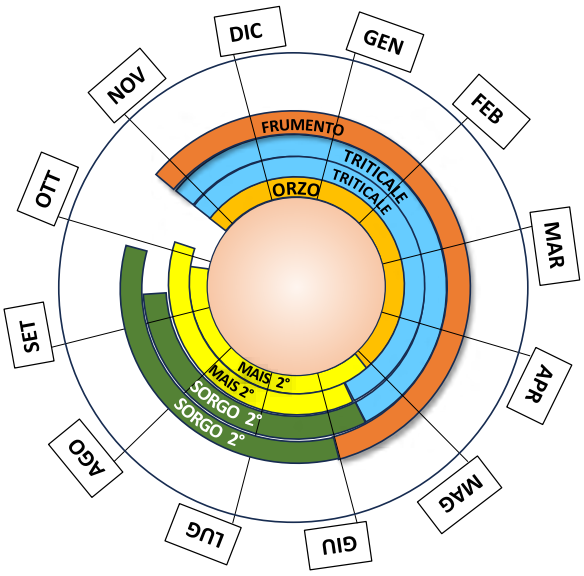


2025 – PIOGGE ED ELEVATA PRESSIONE DI PATOLOGIE FOGLIARI

Piovosità invernale e finestra ridotta per l'azotatura hanno limitato l'accestimento di tutti i cereali. Mentre la raccolta dell'orzo è stata condizionata dalle piogge, il frumento ha sofferto una forte pressione di ruggine, patologia contro cui il triticale manifesta una maggiore resistenza. Temperature fresche in fioritura e riempimento hanno permesso di trinciare con il contenuto di amido più alto del triennio, caratteristica che è risultata particolarmente evidente sia nel caso di Frumax (+2,3% sulla S.S.), sia nel caso di Orfeed (+0,6% sulla sostanza secca) rispetto a varietà generiche.

2026 – INVERNO E PRIMAVERA NELLA NORMA

A parte fenomeni di ingiallimento legati al dilavamento dell'azoto, conseguenza delle piogge intense di fine gennaio-inizio febbraio, i cereali hanno raggiunto un buon accestimento e una sanità soddisfacente, con un leggero anticipo di raccolta, soprattutto per l'orzo. Particolarmente positivo il bilancio energetico dei cereali Pioneer, che rispetto a varietà generiche hanno registrato un vantaggio di 9,5 m^3 di biogas/ton S.S. nel caso di TRIFUEL e di 4,2 m^3 di biogas/ton S.S. per ORFEED.



PRECOCITÀ E VALORE PER IL SECONDO RACCOLTO

Oltre alla competitività energetica, i tre mix di cereali Pioneer si distinguono per un anticipo di raccolta rispetto alla media di mercato: circa 5 giorni per Orfeed, 6 giorni per Trifuel, e 3 giorni per Frumax.

Questo margine temporale offre agli impianti di biogas e biometano una maggiore flessibilità nella gestione della raccolta e della semina del secondo raccolto. Permette di ridurre i rischi legati all'imprevedibilità e all'instabilità meteo e di anticipare la semina delle colture estive, con benefici sulla continuità dell'approvvigionamento e sulla produzione annuale di biomassa per ettaro coltivato.

In aggiunta, l'anticipo di raccolta amplia in modo significativo le finestre utili per la distribuzione degli effluenti zootecnici e dei digestati. Disporre di qualche giorno in più consente di programmare gli spandimenti in condizioni più favorevoli e di rispettare meglio i vincoli normativi e agronomici legati ai periodi e alle modalità di distribuzione. Si riduce così il rischio di dover intervenire in condizioni limite e si migliora l'efficienza del ciclo, valorizzando il digestato come fertilizzante aziendale.

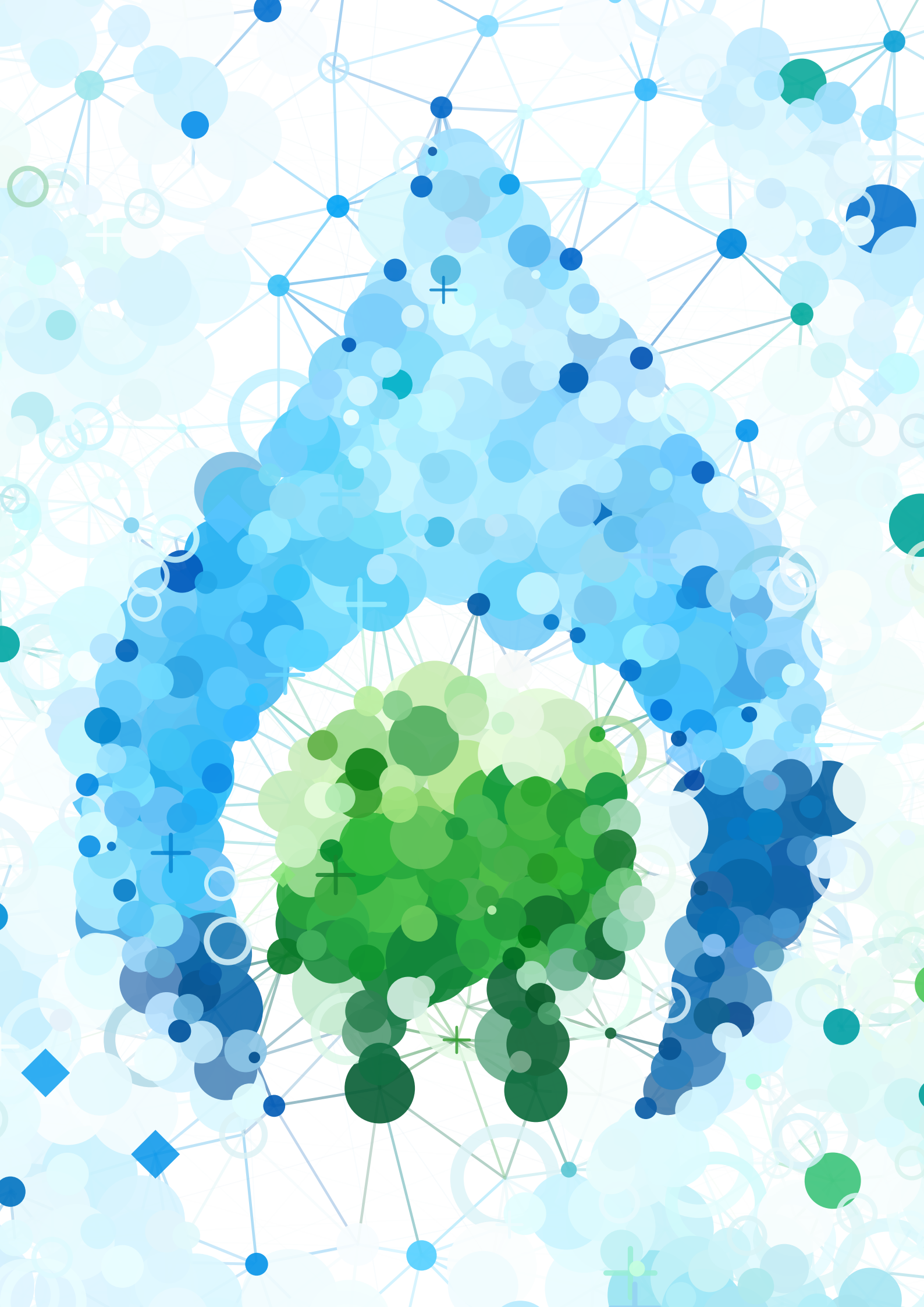
POSSIBILI SUCCESSIONI DOPO IL CEREALE VERNINO

La precocità dei mix Pioneer favorisce diverse combinazioni con le colture di secondo raccolto, adattabili alle esigenze degli impianti:

- **Orzo + trinciato di mais di secondo raccolto:** l'anticipo di ORFEED consente di posizionare ibridi di mais a ciclo medio e medio-precoce in stretta successione alla trinciatura del cereale. Questa impostazione colturale risulta particolarmente conveniente nel caso degli ibridi M^3 di Pioneer, cioè ibridi da trinciato con caratteri genetici che incrementano la resa di amido ad ettaro. Genetiche come P1541 (FAO 600), P15268 (FAO 600) o P0551 (FAO 400), che compensano il ciclo più corto sostenendo la resa in amido e garantendo una elevata concentrazione energetica dell'insilato.
- **Triticale + trinciato di mais di secondo raccolto:** opzione adatta agli impianti dedicati alla produzione di biometano per altri usi (DM 15/9/2022), dove è consentito l'utilizzo di mais insilato. L'anticipo di TRIFUEL amplia quindi la finestra utile per la semina di mais a ciclo più lungo.
- **Triticale + trinciato di sorgo di secondo raccolto:** alternativa per gli impianti che producono biometano destinato ai trasporti, nei quali non è ammesso il mais insilato (DM 2/3/2018 e DM 15/9/2022). Il sorgo offre una soluzione flessibile e compatibile con i vincoli normativi.
- **Frumento + trinciato di sorgo di secondo raccolto:** successione che sfrutta l'anticipo di FRUMAX e la buona adattabilità del sorgo come secondo raccolto, particolarmente utile negli impianti con limitazioni sull'uso del mais.

Queste combinazioni permettono di ottimizzare la produzione complessiva di biomassa per ettaro in funzione del tipo di impianto e dei relativi vincoli normativi.



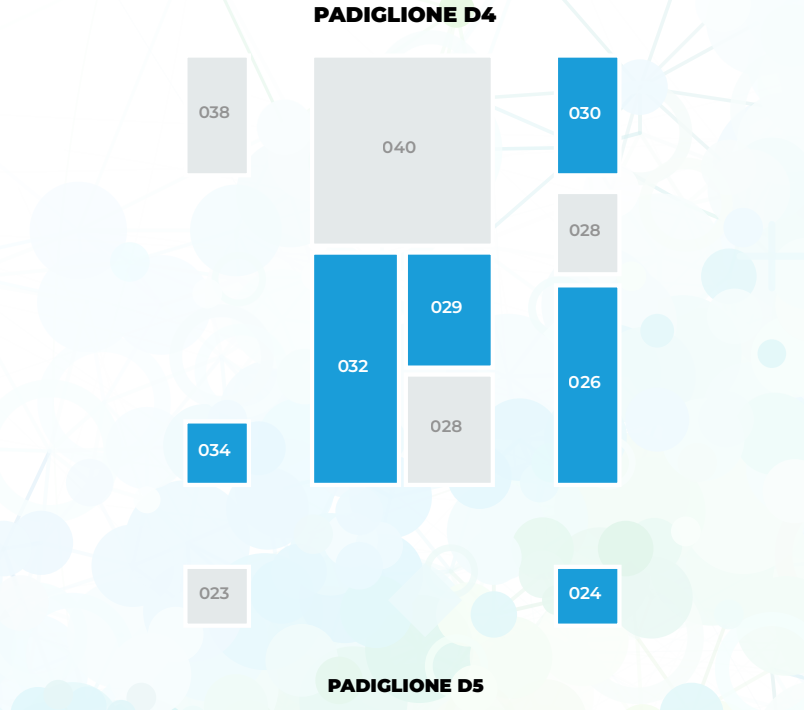


ECOMONDO
The green technology expo.

SISTEMA CIB

Il modello agroenergetico che fa crescere idee, filiere, imprese e territori.

LA MAPPA DEI SOCI

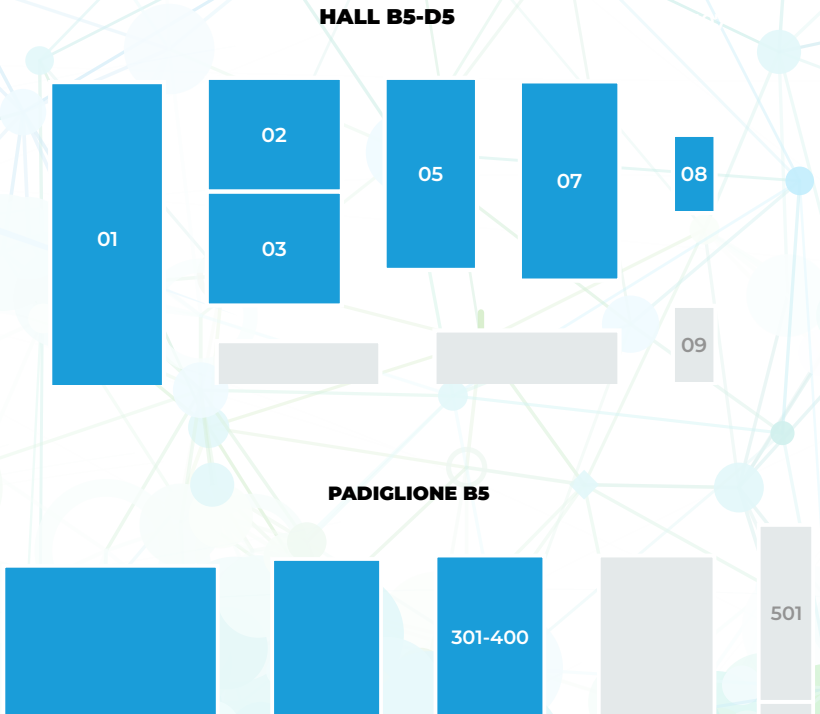




PADIGLIONE D4
AAFES D4 030
BIORIG D4 024
CASELLA MACCHINE AGRICOLE D4 032, PISCINE EST/002
IVORY D4 034
MENDELSOHN - LOGOS ITALIA D4 026
NOVAIR NOXERIOR D4 029

PADIGLIONE D5
ADICOMP D5 210-311
AGRIKOMP ITALIA D5 510
AGRITRADE D5 416
AIRPROTECH D5 514
ALFA TELONI & PUBBLICITÀ D5 402-503
ANAERGIA D5 204-305
ANDION ITALY D5 112
ATZWANGER D5 304-405
BIHCON D5 106-207
BIOENERYS SRL D5 300-401
BIOGAS ENGINEERING D5 101
BIOGEST D5 105
BIOLOGICAL CARE D5 518
BIOMETHANET D5 517
BIOMODIL D5 102
BIOTECNOGAS D5 520
BRIGHT RENEWABLES D5 202B
BST D5 310-411
BTS BIOGAS D5 208-309
CNH NEWHOLLAND D5 515
CONVECO D5 109 | C1 308
CORRADI & GHISOLFI D5 214-315
DMT ENVIRONMENTAL TECHNOLOGY D5 117
DCL EUROPE D5 103
ECO8 D5 519
ECOACCIAIO D5 403
ECOCHIMICA SYSTEM D5 522
ECOMEMBRANE SPA D5 302
ENDRESS + HAUSER ITALIA D5 118-220
ENVITEC BIOGAS D5 110
EVONIK INDUSTRIES D5 409
FORNOVO GAS D5 216-317
GEO STUDIO ENGINEERING D5 303
GRUPPO PEVERONI D5 408-509
HYSYTECH SRL D5 212-313
I.G.W. D5 312-413
IDRO GROUP D5 120
IDROFOGLIA D5 102
KANADEVIA INOVA D5 100-201
MALMBERG D5 406
MILLE D5 504
MTM ENERGIA D5 122
MULTITRAX D5 516 | C7 411
PIETRO FIORENTINI D5 410-511
POLLUTION D5 508
PRODEVAL ITALIA D5 306-407
REGAS D5 125-126
RENOVEBIO D5 206-307
RETINA HOLDING D5 203
SAFE D5 114-215
SAPIO D5 406-507
SAVECO ITALIA D5 412-513 | D7 415-516
SCOLARI D5 500
SEBIGAS RENEWABLE ENERGY D5 221
SIAD D5 200-301
SYNERGY D5 404-505
SYSTEM GAS D5 218-319
TECHNO PROJECT INDUSTRIALE D5 200-301
TECNOSERVIZI AMBIENTALI D5 200-301
THÖNI INDUSTRIEBETRIEBE D5 107
TONELLO ENERGIE D5 104-205
TONISSIPOWER - RANIERI TONISSI D5 209
WOLF SYSTEM D5 308

ECOMONDO
The green technology expo.



HALL B5-D5

AB ENERGY HALL B5-D5 01
ETS ENGINE TECHNOLOGY SOLUTIONS HALL B5-D5 03
TESSARI ENERGIA HALL B5-D5 02
FLUITECH HALL B5-D5 07
ROTA GUIDO HALL B5-D5 05
VERDEMOBIL BIOGAZ HALL B5-D5 08

PADIGLIONE B5

2G ITALIA B5 207
A2A AMBIENTE B5 201-300
AWITE BIOENERGIA B5 303
BIOCUSTOM B5 108
BIONEXT INFRASTRUCTURE B5 515
CEMI ENERGY B5 211
CRI-MAN B5 103-202
CUBOGAS B5 106
ENERGY SOLUTION B5 213
ENTSORGA B5 301-400
EVOTECK B5 310
INNIO JENBACHER B5 305-404
MAPRO B5 308
MICROBIOGASITALIA B5 218
NENUFAR B5 218
NEUMAN&ESSER B5 418
Q8OILS ITALIA B5 115
SGR BIOMETHANE B5 100-200
SIKUEL B5 110
SILOXA ENGINEERING B5 419
SISTEMI ENERGETICI B5 508
SOL B5 105
SYMBIOSIS B5 205-304
TEDOM ITALIA B5 209
VERDALIA BIOENERGY ITALIA B5 111-210
VIVAI ONLYMOSO B5 511
ZUDEK B5 311

PADIGLIONI A2 - A3 - A4 - A5 - A7

BILANCIAI CAMPOGALLIANO A2 100
CGT A3 211-110
SHELL ENERGY ITALIA A3 103
WRS ITALIA A4 302
PAKELO MOTOR OIL A5 504
IVECO A7 304-403

PADIGLIONI B6 - B7 - HALL B7-D7 - B8

KROHNE ITALIA B6 101
ESAIN B7 516
XILEM WATER SOLUTIONS B7 101-200
KEMIRA ITALY B7 402
VEGA ITALIA B7 403-503
SUEZ ARIANET - SUEZ ITALY HALL B7-D7/009
VOGELSANG HALL B7-D7 006
WATER&LIFE LAB - CARSO ITALIA B8 201
ETG RISORSE E TECNOLOGIA B8 311
PRECISION FLUID CONTROLS B8 104
MRU ITALIA B8 105
SRA INSTRUMENTS B8 301

PAD. D1 - D3 – D4 - D7

EUROFINS ENVIRON-LAB D1 114
EDISON SPA D1 101-201
GREENTHESIS D1 200-301
TECNOIMPIANTI WATER TREATMENT D1 108-209
BIODERMOL D3 304
CONFAGRICOLTURA D3 104-205
KYOTO CLUB D3 209-D
CAVIRO EXTRA D3 208-309, 100-201
ELLETI BROKER D3 410
ENI SPA D3 102-203
FIAMMA VERDE D3 510
MONTELLO SPA D3 204-305
CHEMVIRON D7 121
D.E.S.O.T.E.C. D7 215
FLUENCE ITALY D7 406
RENOVEACQUE D7 111
VEOLIA D7 100-200, C1 202-103

CIB BIOENERGY FORUM GLI APPUNTAMENTI

PADIGLIONE D5 STAD 314

MARTEDÌ 3

14.00 - 15.45
L'Azienda agricola del futuro: una bioraffineria che genera valore collettivo

Presidente di sessione
Fabio Fava, Presidente CTS Ecomondo

14:00 - Introduzione e Saluti Istituzionali
Fabio Fava, Presidente CTS Ecomondo
Piero Gattoni, Presidente CIB - Consorzio Italiano Biogas

14.20 - Le fondamenta della bioraffineria agricola: ricerca, dati e bioeconomia
Prof. David Chiaramonti, Politecnico di Torino
Prof Bruno Basso, Michigan State University
Prof.ssa Stefania Pindozzi, Università di Napoli, Agritech
Chiara Corbo, Direttrice Osservatorio Smart AgriFood

14.50 - Le necessità di fare sistema nel mondo agricolo
Nicola Gherardi, Confagricoltura
Ettore Prandini, Coldiretti
Cristiano Fini, CIA
Vinicio Vigilante, GSE

15.15 - Sostenere il cambiamento: nuovi modelli di impresa per l'agricoltura
Dialogo moderato da: Diana Lenzi, Presidente Farming for Future Foundation
Federica Basile, Coop. Fattoria della Piana
Paolo Bizzoni, Azienda Agricola Bizzoni

15.30 - Q&A e Conclusioni
Sintesi a cura di Piero Gattoni per delineare le richieste del settore in vista delle prossime scadenze politiche ed economiche

15.45 - 17.00
Modelli di sostenibilità agricola integrati con il biogas/biometano

Chiudere il ciclo: biometano, meccanizzazione e agricoltura rigenerativa
Antonio Scarazzini e Daniela Ropolo, CNH

Cogenerazione e biometano nel progetto KmetroVerde
Alberto Icardi, 2G Italia

Soluzioni cogenerative per la produzione elettrica e termica rinnovabile
Alessandro Tralli, TEDOM Italia

Produrre energia dalle vasche di stoccaggio con il MANGIAGAS. Un nuovo brevetto italiano
Luca Guidetti, Microbiogas

Riconversione impianti biogas: approcci progettuali, tecnologie e casi applicativi
Michele Paroli, Sebigas

17.00 - 18.00
Gestione e ottimizzazione degli impianti

Dalla pesa al gestionale: tracciabilità digitale dei conferimenti negli impianti di biogas e biometano
Fabrizio Tabacchi e Desiré Clienti, Società Cooperativa Bilanciai Campogalliano
Purificazione biogas: gestione efficiente e sostenibile
Alessandro Valentini, Desotec International

GRETA Zero Emission: monitorare il tasso di odorizzazione delle reti senza emissioni in atmosfera
Lorenzo Caseri, Regas

Miscelazione ottimizzata per una produzione biogas efficiente, pulita e circolare
Clara Rondinini, Xylem Water Solutions Italia

Monitoraggio dei composti organici volatili (COV) nei sistemi di abbattimento a carbone attivo
Riccardo Boarelli, Pollution

MERCOLEDÌ 4

10.15 - 11.15
Manutenzione e sicurezza degli impianti

Linee guida per il contenimento delle perdite di metano negli impianti di digestione anaerobica
Stefano Trotta, CRPA

Target RED III: Riduzione e Tracciabilità delle Emissioni di Metano in un Unico Flusso Digitale
Sergio Rigamonti, TGI Tank Gauging Italia

Biometano 4.0. Un unico Agente AI per l'intero ciclo di sviluppo dell'impianto
Marco Guyot Bourg Cristiano, Corradi e Ghisolfi

Manutenzione predittiva: come ridurre i rischi di fermo impianto
Micheal Ghezzi, Bright Renewable

Dall'integrazione dei sistemi alla manutenzione predittiva: il valore di MTMCONNECT
Alberto Fassi, MTM Energia

11.15 - 12.45
La gestione digitale del biogas e del biometano

STARFISH per il biometano: dal dato alla supervisione intelligente del processo
Maurizio Crivellari, Ivory7

BioHub Energetico: realizzazione dell'impianto e digitalizzazione per la gestione della sostenibilità - case study
Paolo Gonfiotti, SGR Biomethane

Progettare il biogas pensando al futuro: dal BIM al PIMM (Plant Information Modeling & Management)
Francesco Pais, Esain

De-risking degli impianti: il valore strategico di monitoraggio intelligente e Operation Management
Marco Vigino, Entsorga

La CO_2 risparmiata dagli impianti biogas e biometano: il sistema obbligatorio e quello volontario a confronto
Laura Brida, Eco8

Il sistema operativo degli impianti biogas e biometano
Giovanni Corso, Sikuel

Digitalizzazione dei sistemi di gestione della sostenibilità: dalla tracciabilità dei dati all'integrazione aziendale
Anda Visan, Fiamma Verde

14.00 - 15.00
Valorizzazione delle biomasse e dei sottoprodotti – Parte I

Biogas, l'innovazione non si ferma. Nuovi brevetti BTS per valorizzare le biomasse e aumentare le performance dell'impianto
Isabella Porqueddu e Bettina Müller, BTS

Bioaugmentation in digestione anaerobica con batteri e funghi selezionati
Lorenzo Bertolotto, Paneco Ambiente

Fuori sassi, ferri e corpi estranei. Dentro il valore. Il pretrattamento di paglia e letami che valorizza la biomassa e protegge il tuo impianto
Alessandro Candian, Renovebio

Dagli scarti al biometano: l'alimentazione solido-liquida per valorizzare matrici non convenzionali
Enrico Bernardi, Vogelsang

15.00 - 16.00
Shaping EU energy security through biomethane

Opening
Alessandra Astolfi, IEG Expo
Piero Gattoni, CIB and EBA European Biogas Association President

Scenario
European regulatory guidelines to boost agricultural production
Biljana Kulišić, DG ENER European Commission*

Production
Perspectives for the development of biomethane in Europe
Harmen Dekker, CEO EBA European Biogas Association

Industry
Point of view of demand
Daan Peters, Common Futures

Connections
The role of the European gas grid in the development of biomethane
Eurogas representative*

*to be confirmed

16.00 - 16.30
Green gas e nuovi scenari

Energia, biometano e AI per la competitività delle imprese
Sara Lucini, AB Energy

Dalla progettazione alle prime molecole in rete: il biometano per i settori hard to abate
Davide Zecchini, Sapio Produzione Idrogeno Ossigeno

16.30 - 18.00
Upgrading, tecnologie e soluzioni per il biometano

Biogas e biometano: criteri di valutazione per realizzare impianti ad alta redditività
Gianluca Visconti, EnviTec Biogas

Upgrading del biogas: water scrubber o membrane? Un confronto tra tecnologie
Massimo Pinoli, Malmberg Bioerdgastech
Un ecosistema di tecnologie proprietarie per un nuovo approccio al service Biometano
Tommaso Scorrano, Pietro Fiorentini

Dalla tecnologia ai servizi: l'evoluzione di PRODEVAL Italia nel settore del biometano
Alberto Fanchini, PRODEVAL Italia

Upgrading del biometano: soluzione innovativa per abbattere l'anidride carbonica
Mario Fedele, Sistemi Energetici

Oltre l'immissione in rete: Dual Outlet e Virtual Pipeline per una valorizzazione flessibile del biometano
Raffaele Menditto, Cubogas

GIOVEDÌ 5

10.15 - 11.30
Investimenti biometano: modelli di gestione per lo sviluppo degli impianti

Biomanage: la nuova piattaforma di servizi O&M per impianti biogas e biometano
Erica Zavattarelli, Biocustom

Investire nel biometano italiano: dal potenziale del mercato ai progetti pronti per la costruzione
Gherardo Mennuni, Biorig

From Soil to Energy: il modello integrato di Bionext per una gestione end-to-end della filiera
Luca Monti, Bionext

Blockchain CH4 - Biometano Intelligente
Nicola Prunella, Mendelsohn

Sviluppo integrato del biometano: il modello Retina tra investimenti e rimozione dei nitrati
Franco Torra, Retina Holding

11.30 - 13.00
Biogas e biometano agricolo: gli elementi tecnici e regolatori per l'incontro tra domanda e offerta

Saluti e apertura
Piero Gattoni, Presidente CIB

Il quadro evolutivo
Marco Pezzaglia, CIB
Agime Gerbeti, MASE
Attilio Punzo, GSE

Gli aspetti tecnici e applicativi
Elisa Codazzi, CIB Service
Simona D'Angelosante, CIB
Lorella Rossi, CIB

14.00 - 15.00
Biometano: la nuova disciplina delle connessioni degli impianti alla rete gas

Scenari ed evoluzione normativa
Simona D'Angelosante, CIB

Orientamenti per facilitare le immissioni in rete
Modera Marco Pezzaglia, CIB
Francesco Vitolo, Politiche e Regolazione Settore Energia Utilitalia
Daniela Lobosco, Direttore Generale Assogas
Giuliana Rotta, Responsabile Affari regolatori di Proxigas

15.00 - 16.15
Biometano: qualità, misurazione e immissione in rete

Misurare, certificare, valorizzare: come trasformare i dati in valore per l'economia circolare del biometano
Mariachiara D'Aniello, Endress&Hauser

Sistemi di compressione biogas/biometano e CO_2 - Reverse Flow
Michele Mori, FornovoGas

Cabine REMI: dalla progettazione alla manutenzione da remoto con software dedicato
Giacomo Sciascia e Alessio Zambelli, System Gas

Dalla produzione al punto di consegna: monitoraggio in continuo del biometano con SRA µ-PGC 990
Raul Franceschini e Gabriele Stani, SRA Instruments

Analisi del biometano per l'immissione in rete: requisiti, controlli e conformità
Andrea Piazzalunga, Water&Life Lab

16.15 - 17.00
Valorizzazione delle biomasse e dei sottoprodotti - Parte 2

Il progetto PAGLIA. Un esempio concreto di valorizzazione della paglia per il biometano
Jody Grazia, Bihcon

Valorizzazione dei sottoprodotti caseari e loro trasformazione in energia
Fabio Poletto, Fluence

Più produttività, più redditività: la digestione anaerobica a umido ad alto contenuto di solidi
Christian Jellici, Thoeni Italia

17.00 - 18.00
Liquefazione e recupero della CO_2

Monitoraggio della CO_2 prodotta in impianti upgrading biometano
Fabrizio Manassero, ETG Risorse

Recupero e valorizzazione della CO_2 in un impianto di upgrading al servizio di una industria agroalimentare – il caso Unigrà
Sergio Stagni, Ranieri Tonissi

Bio-CO_2: dalla purificazione all'analisi per garantire qualità e conformità
Michele Iorio e Giovanni Paganoni, Tecno Project Industriale

Catturare la BioCO_2 conviene? La proposta di Verdemobil
Roberto Masarin, Verdemobil Biogaz

Biomatik: la soluzione Zudek per la valorizzazione della CO_2
Daniele Ziegler, Zudek

VENERDÌ 6

10.00 - 13.00
Dare valore al digestato: innovazione e nuove strategie per la transizione agroecologica

Introduzione
Serena Vanzetti, Farming for Future Foundation
Guido Bezzi, CIB

Digestato e ortibioattivi per un'agricoltura rigenerativa
Fabio Roggiolani, Ecofuturo

Il coraggio di innovare: dalla Gdo all'agricoltura, i nuovi modelli di logistica
Alberto Maggi, Multitrax

Dal campo al digestato: il ciclo biologico sotto controllo con tecnologia NIR
Massimo Moretto, Agritrade

Valorizzazione del digestato con CLF MODIL: un modello virtuoso per efficienza e sostenibilità
Michele Maciaroni, Biomodil

Strippaggio dell'ammoniaca: la tecnologia, le possibilità applicative e il suo ruolo nei processi di valorizzazione del digestato e desolforazione biogas
Matteo Montesello, Ecochimica System

Recupero dell'azoto e Carbon Farming: una nuova prospettiva per la valutazione delle prestazioni ambientali del biometano nel contesto della RED III
Gianluca Magrini e Adriana Pelle, Idro Group

Recupero di azoto e fosforo dal digestato: il modello Verdalia tra Compliance e Mercato
Franco Cavazza, Verdalia Bioenergy Italy

Lioestrattore® WRS, disidratazione meccanica ad alta efficienza digestato
Stefano Astolfo, WRS Italia

ArundoMax: una filiera stabile per biogas e biometano
Fabrizio Pecci, Vivai Onlymoso

E26

The ecosystem of the Ecological Transition

NOVEMBER
3 — 6, 2026

RIMINI
EXPO CENTRE
Italy

ECOMONDO

The green technology expo.

Organized by

ITALIAN EXHIBITION GROUP
Providing the future

In collaboration with

Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale

ITA ITALIAN TRADE AGENCY

OpportunItaly

SCARICA
IL BIGLIETTO

ecomondo.com

Biogas e biometano, risorsa strategica per l'Europa: il confronto internazionale a ECOMONDO 2026

Il settore Bio-energy & Agriculture al centro della 29ª edizione di Ecomondo, dal 3 al 6 novembre alla Fiera di Rimini, filiera chiave per la transizione europea. In crescita anche le presenze Internazionali



Biogas e biometano stanno assumendo un ruolo di crescente importanza nelle strategie di decarbonizzazione e sicurezza energetica. Secondo la ricerca European Biomethane Map 2026, pubblicata dalla European Biogas Association (EBA) in collaborazione con Gas Infrastructure Europe (GIE), al termine del secondo trimestre 2026 la capacità produttiva installata di biometano in Europa ha raggiunto 8,2 miliardi di metri cubi all'anno, il 17% in più rispetto al 2025, con oltre 1 miliardo di metri cubi di nuova capacità aggiunta in un solo anno.

Si tratta di una progressione rilevante in un'ottica di maggiore autonomia energetica: in base a dati dell'International Energy Agency (IEA), nell'Unione europea la produzione di biometano evita già ogni anno importazioni per circa 2 miliardi di metri cubi equivalenti di gas naturale.

Grazie alla storica collaborazione tra Ecomondo e il Consorzio Italiano Biogas (CIB), in partnership da oltre vent'anni, anche per l'edizione 2026 Ecomondo dedica alle bioenergie e al loro rapporto con l'agricoltura lo spazio espositivo Bio-energy & Agriculture, in cui aziende e operatori nazionali e internazionali del settore possono confrontarsi sui processi di produzione circolare a base biologica, sulla valorizzazione dei reflui agricoli e non, sulle tecnologie più efficienti e innovative e sulle traiettorie di sviluppo della filiera.



Quest'anno il settore registra la presenza di nuovi espositori internazionali, provenienti, tra gli altri, da Spagna, Turchia e Paesi Bassi. Un elemento che riflette la crescente diffusione del modello, promosso dal CIB e da Ecomondo, di integrazione virtuosa tra produzione energetica, agricoltura e innovazione.

Questi temi troveranno spazio anche all'interno del palinsesto convegnistico, definito dal Comitato Tecnico Scientifico internazionale della manifestazione. A tal proposito, il 3 novembre è in programma l'evento "L'azienda agricola del futuro: una bioraffineria che genera valore collettivo", a cura del CTS in collaborazione con il CIB, dedicato all'integrazione tra produzione di biometano, agricoltura, ricerca e bioeconomia mediante il modello Biogas Done Right.

Inoltre, la dimensione internazionale di Ecomondo si rafforza con la presenza di sempre più buyer, delegazioni e associazioni internazionali, coinvolti in collaborazione con MAECI - Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale e ICE - Agenzia per la promozione all'estero e l'internazionalizzazione delle imprese italiane, oltre che con l'esposizione di sempre più tecnologie e un numero crescente di community verticali.

CASI AZIENDALI

Da zero a biometano. Azienda Agricola Ubezio: come cambia un'azienda che sceglie le bioenergie?

di Francesca Dall'Ozzo e Camilla Doninelli

L'Azienda Agricola Ubezio affonda le proprie radici alla fine dell'Ottocento ed è oggi guidata da Giovanni Paolo Ubezio, quinta generazione della famiglia. Nel corso degli anni l'azienda ha saputo evolversi in sinergia con l'agricoltura del territorio novarese, passando da una realtà agricola tradizionalmente votata al riso a un'impresa specializzata orientata a un modello produttivo sempre più innovativo e sostenibile.

Il percorso di profonda trasformazione prende il via nel 2009, quando Giovanni Paolo entra in azienda, pur frequentando ancora la facoltà di Ingegneria Gestionale. All'epoca la superficie agricola contava circa 50 ettari storici: una dimensione limitata per chi aveva chiaro l'obiettivo di fare l'imprenditore agricolo a tempo pieno. Inizia così un progressivo e oculato piano di acquisizione e affitto di terreni nel raggio di cinque chilometri dal centro aziendale. Al termine degli studi universitari, l'azienda raggiunge i 150 ettari. È il momento in cui Ubezio vi si dedica al 100%, investendo in meccanizzazione, impianti di essiccazione e stoccaggio, e portando progressivamente la superficie agli attuali 370 ettari.

Fin dai primi anni di questa espansione l'interesse per la digestione anaerobica è forte, tanto che l'azienda è socia CIB dal 2018, ben prima dell'avvio del cantiere biometano attuale. Inizialmente le dimensioni aziendali rendevano prematuro un investimento del genere e gli impianti elettrici da 300 kW sembravano quasi sottodimensionati per la traiettoria di crescita dell'impresa. Anche quando l'attenzione si è spostata sul biometano, il quadro normativo dell'epoca risultava di difficile applicazione per un ordinamento colturale fortemente incentrato sulla risicoltura.



La svolta arriva con il DM 2022: le nuove condizioni normative, più flessibili e calate sulle singole realtà, rendono finalmente sostenibile e cantierabile il progetto per un impianto da 250 Smc/h. I lavori, iniziati a fine estate 2025 e sostenuti dai fondi del PNRR, sono ormai alle battute finali e aprono per l'azienda una fase inedita di integrazione tra sistema agricolo e produzione energetica.

UN'AGRICOLTURA CHE CAMBIA

Scegliere il biometano significa rivoluzionare l'organizzazione e la pianificazione aziendale ancor prima di posare la prima pietra. L'azienda era fortemente orientata al riso, storicamente la coltura più remunerativa e diffusa della zona. Tuttavia, il vincolo imposto dal PNRR di avviare l'esercizio entro il

30 giugno 2026 ha richiesto una rigorosa programmazione: per alimentare il digestore serviva biomassa trinciata pronta già dal mese di maggio.

L'azienda ha quindi deciso di svincolare circa il 50% della propria superficie dalla coltivazione del riso. Dal punto di vista agronomico si è trattato di un passaggio delicato. È infatti difficile passare in modo diretto e agevole da una risaia – coltivata tradizionalmente in sommersione e soggetta a diventare una palude fangosa in caso di inverni molto piovosi – a un mais primaverile. All'uscita dell'inverno, a marzo o inizio aprile, un terreno con un simile trascorso risulta asfittico e privo della struttura necessaria per sostenere una semina diretta.

La soluzione tecnica adottata nell'autunno del 2025 è stata la semina di cereali autunno-vernini come orzo, segale e triticale precoce. Questa scelta ha garantito un duplice e fondamentale vantaggio: da un lato avrebbe fornito la biomassa necessaria a metà maggio per il primo avviamento dell'impianto; dall'altro, la coltura ha agito da prezioso "ponte" agronomico. Il ciclo invernale del cereale ha permesso di asciugare e risanare il terreno ex-risaia, rendendolo idoneo a ospitare, direttamente sulle stoppie, il mais di secondo raccolto seminato a fine maggio.

LA GESTIONE DELL'ACQUA IN UN CLIMA CHE CAMBIA

Ora che il passaggio dalla risaia è completato, le possibilità di coltivazione si ampliano notevolmente. Sulla parte svincolata dal riso sarà possibile scegliere se continuare con la doppia coltura (vernino e mais di secondo raccolto) oppure optare per il mais di primo raccolto, che, seminato a fine marzo, offre maggiori garanzie di raggiungere il massimo potenziale produttivo a fronte della siccità e delle alte temperature riscontrate negli ultimi anni. Sulla restante parte dei terreni mantenuti a risaia sarà invece possibile far precedere alla semina del riso di fine maggio un cereale vernino da trinciare in primavera, ottimizzando ulteriormente la disponibilità interna di biomassa.

Questa flessibilità colturale si incrocia direttamente con una delle sfide più urgenti per l'agricoltura moderna: la gestione dell'acqua. Trovandosi in un'area a forte vocazione risicola, l'azienda adotta storicamente l'irrigazione a scorrimento, favorita anche da terreni di medio impasto con fondo ghiaioso. Tuttavia, il cambiamento climatico ha evidenziato la vulnerabilità del sistema idrico locale, la cui disponibilità dipende dai ghiacciai alpini, dalla Dora Baltea e dal complesso sistema di canali. Giovanni ha ben chiara la necessità di strutturarsi per gestire le criticità idriche che si sono acuite nell'ultimo decennio.

Affidarsi esclusivamente allo scorrimento per irrigare il mais nei caldi mesi estivi rischia di diventare un azzardo meteorologico. Per questo l'innovazione non si ferma alla scelta delle semine: a partire dalla prossima campagna l'azienda avvierà una sperimentazione con l'irrigazione a manichetta su lotti di 10-20 ettari, supportata dai partner tecnologici. L'obiettivo è ottimizzare la risorsa idrica, stabilizzare le rese del mais ed emanciparsi dalle incognite del meteo.



MINIMA LAVORAZIONE, DIGESTATO E RETE TERRITORIALE

La propensione all'innovazione non è una novità recente: da ben otto anni l'Azienda Agricola Ubezio pratica la minima lavorazione su tutta la superficie aziendale, operando con un coltivatore ad ancore e dischi a profondità variabili tra i 15 e i 25 centimetri. Inoltre, per massimizzare la tempestività del secondo raccolto, viene impiegato lo strip-till, che consente di seminare il mais in un unico passaggio, inseguendo la trincia sulle stoppie del cereale vernino appena raccolto.

A chiudere il cerchio di questo modello circolare interviene il digestato. La novità dell'impianto porterà con sé la gestione della frazione organica prodotta, una risorsa su cui l'azienda ha condotto alcune prove preliminari con ottimi riscontri. Il digestato verrà impiegato tal quale, senza ricorrere a separatori solido-liquido, e diventerà il fertilizzante di base dell'azienda, permettendo di riportare preziosa sostanza organica nei terreni. L'obiettivo prefissato è ambizioso: abbattere l'acquisto di fertilizzanti chimici di sintesi del 70-90% su scala aziendale. Sui cereali autunno-vernini, potendo spandere il prodotto anche a febbraio in piena fase di accestimento senza causare danni, si punta all'azzeramento totale dell'input chimico. Su mais e riso il digestato verrà distribuito in presemina con interratori, mentre si sta valutando la fattibilità tecnica della distribuzione in sarchiatura.

La gestione del digestato si inserisce all'interno di una visione più ampia che coinvolge l'intera area agricola. Il progetto di Ubezio si sviluppa infatti attraverso una vera e propria rete territoriale: pur non disponendo di allevamenti propri, l'azienda ha costruito solide collaborazioni con allevatori locali per il conferimento dei reflui zootecnici e con altre aziende per l'approvvigionamento di biomasse. Il digestato sarà in parte permutato con queste realtà conferenti, trasformando l'impianto in una risorsa strategica per l'agricoltura locale.



PERCHÉ IL BIOMETANO?
Nell'economia attuale, che impone agli agricoltori forti fluttuazioni sui prezzi di vendita dei raccolti, la scelta di integrare la produzione di biometano risponde a una lucida strategia imprenditoriale di lungo termine. Dal punto di vista finanziario, l'impianto modifica radicalmente i flussi di cassa aziendali: si passa dall'incasso annuale, tipico della vendita dei cereali a fine raccolto, a una remunerazione mensile distribuita su tutto l'anno.

Questo assetto garantisce regolarità nella gestione finanziaria e pone l'azienda al riparo dalle speculazioni di mercato, dalle oscillazioni delle materie prime e dai rincari dei fertilizzanti. Avere a disposizione un piano industriale e di incentivazione di lungo orizzonte garantisce una stabilità che la sola cerealicoltura spesso non è più in grado di offrire. L'impianto a biometano non è quindi solo un asset energetico, ma lo strumento che consente all'imprenditore di programmare il futuro con serenità, continuando a far crescere l'azienda, a produrre cibo e valore per il territorio e a innovare nel segno della sostenibilità.

From zero to Biomethane. Azienda Agricola Ubezio: How a farm evolves by choosing bioenergy

Azienda Agricola Ubezio traces its roots back to the late 19th century and is led today by Giovanni Paolo Ubezio, representing the fifth generation of the family. Over the years, the farm has evolved in synergy with agriculture across the Novara area, transitioning from an enterprise traditionally dedicated to rice cultivation into a specialized business oriented toward an increasingly innovative and sustainable production model.

This profound transformation began in 2009 when Giovanni Paolo joined the farm while still studying Management Engineering at university. At the time, the farm comprised roughly 50 historical hectares—a modest scale for someone determined to become a full-time agricultural entrepreneur. He launched a progressive, prudent plan to purchase and lease land within a five-kilometer radius of the farm headquarters. By the end of his university studies, the farm had expanded to 150 hectares. That marked the moment Ubezio dedicated himself to the business full-time, investing in mechanization, drying systems, and storage facilities, steadily bringing the total area to its current 370 hectares.

From the early stages of this expansion, interest in anaerobic digestion was strong, the farm has been a member of CIB (Italian Biogas Consortium) since 2018, well before breaking ground on the current biomethane facility. Initially, the farm's acreage made an investment of this scale premature, and 300 kW electrical plants appeared undersized relative to the enterprise's growth trajectory. Even when attention shifted to biomethane, the regulatory framework of the time proved difficult to implement for a cropping system heavily centered on rice.

The turning point came with the 2022 Ministerial Decree (DM 2022): the updated regulatory framework, more flexible and tailored to individual agricultural realities, finally made the project for a 250 smc viable and shovel-ready. Construction began in late summer 2025, supported by NRRP funding, and is now in its final stages, opening an unprecedented phase of integration between agriculture and energy production for the farm.

A CHANGING AGRICULTURE
Choosing biomethane requires overhauling farm organization and planning long before breaking ground. The enterprise was heavily focused on rice, historically the most lucrative and widespread crop in the district. However, the NRRP requirement to commission operations by June 30, 2026, demanded strict scheduling: feeding the

System Gas

Misura, energia, persone



Oltre 160 impianti all'attivo ad oggi ed oltre 60 impianti biometano avviati

Misura, **energia** e **persone**: tre parole che descrivono i valori e l'identità di **System Gas**. Affidabilità tecnica e attenzione ai singoli progetti, energia che misuriamo e che mettiamo nel nostro lavoro, centralità delle relazioni umane tra colleghi e con i clienti.

CABINE RE.MI. PdC e PdR

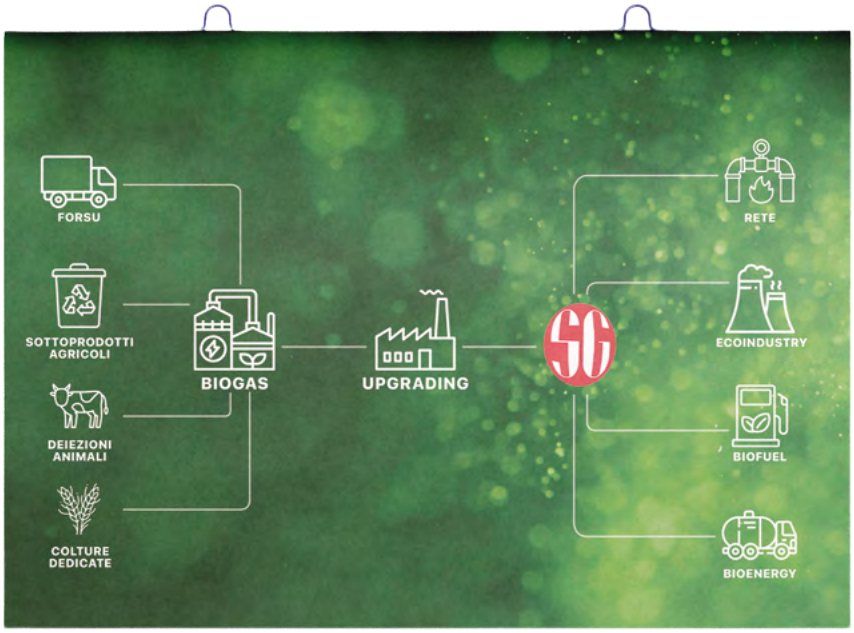
Impianti per l'analisi e la misura fiscale del Biometano prodotto, ai fini dell'immissione in rete di trasporto o distribuzione locale, del carico su carri bombolai e dei sistemi di liquefazione

ASSISTENZA

Sistema di telecontrollo dell'impianto con monitoraggio e acquisizione dati, gestione difformità con intervento da remoto e assistenza dedicata 24/7

INTERCONNESSIONI

Sistemi di interconnessione e collegamento tra le diverse parti dell'impianto, prima progettati poi posati fino all'allaccio al metanodotto del Gestore di Rete



Via Londra, 16 | 41049 | Sassuolo (MO)
+39 0536 808537 | info@systemgas.it

Pad D5 Stand 218/319

ECOMONDO
The green technology expo.

digester required chopped biomass ready as early as May.

The farm consequently decided to shift approximately 50% of its acreage away from rice cultivation. From an agronomic standpoint, this was a delicate transition. Moving directly and smoothly from a paddy field, traditionally farmed under continuous flooding and prone to becoming waterlogged during rainy winters, to spring corn is challenging. Coming out of winter, in March or early April, soil with that background is compacted and lacks the structure required for direct seeding.

The technical solution implemented in the autumn of 2025 was drilling autumn-winter cereals such as barley, rye, and early-maturing triticale. This delivered a dual advantage: on the one hand, it secured the biomass required by mid-May for the initial plant commissioning; on the other, the crop served as a vital agronomic "bridge." The winter cereal cycle dried out and restored the structure of the former paddy soil, making it suitable for direct-drilling second-crop corn into the stubble in late May.

WATER MANAGEMENT IN A CHANGING CLIMATE

Now that the transition away from rice is complete, crop rotation possibilities have expanded significantly. On the acreage converted from rice, the farm can choose between continuing double-cropping (winter cereal followed by second-crop corn) or opting for full-season first-crop corn. Sown in late March, full-season corn offers greater resilience and yield potential in the face of the droughts and elevated temperatures recorded in recent years. On the remaining acreage maintained as paddy fields, a winter cereal harvested for spring silage can precede late-May rice seeding, further optimizing internal biomass availability.

This crop flexibility directly addresses one of modern agriculture's most critical challenges: water management. Located in a core rice-growing district, the farm has historically relied on surface flood irrigation, supported by medium-textured soils over gravelly subsoils. However, climate change has exposed the vulnerability of the regional water supply, which relies on Alpine glaciers, the Dora Baltea river, and a complex network of canals. Giovanni clearly recognizes the need to adapt infrastructure to handle the water shortages that have intensified over the past decade.

Relying exclusively on surface flood irrigation for corn during peak summer heat has become a weather gamble. Innovation therefore extends beyond seed selection: starting next season, supported by technology partners, the farm will trial drip irrigation on 10- to 20-hectare plots. The goal is to optimize water resources, stabilize corn yields, and reduce exposure to weather volatility.

MINIMUM TILLAGE, DIGESTATE, AND REGIONAL NETWORKING

This drive toward innovation is well established: for eight years, Azienda Agricola Ubezio has practiced minimum tillage across its entire acreage, operating with a tine-and-disc cultivator at depths between 15 and 25 centimeters. Furthermore, to maximize timeliness for the second crop, strip-tillage is used, allowing corn to be seeded in a single pass directly behind the forage harvester into the stubble of the freshly



harvested winter cereal.

Digestate completes this circular model. The commissioning of the plant introduces the management of the organic co-product, a resource with which the farm has conducted preliminary trials with strong results. Unseparated digestate will be applied directly, without relying on solid-liquid separators, and will become the farm's base fertilizer, restoring precious organic matter to the soil. The target is ambitious: cutting purchases of synthetic chemical fertilizers by 70% to 90% farm-wide. For autumn-winter cereals, where digestate can be spread in February during peak tillering without crop injury, the goal is a complete elimination of synthetic chemical inputs. For corn and rice, digestate will be incorporated pre-sowing using subsurface injectors, while the technical feasibility of injection during cultivation is currently under evaluation.

Digestate management forms part of a broader vision involving the entire farming area. The Ubezio project relies on an active local network: lacking its own livestock, the farm has built solid partnerships with local livestock farmers to supply manure and slurry, and with other farms for biomass sourcing. A portion of the unseparated digestate will be exchanged with these supplying partners, turning the facility into a strategic resource for local agriculture.

WHY BIOMETHANE?

In today's economy, where farmers face sharp fluctuations in crop prices, integrating biomethane production represents a clear, long-term business strategy. Financially, the plant fundamentally restructures farm cash flows: moving from a single annual payout typical of post-harvest grain sales to regular monthly revenue distributed throughout the year.

This setup provides financial stability and shields the enterprise from market speculation, commodity price swings, and rising fertilizer costs. Operating under a long-term industrial and incentive framework ensures a stability that grain farming alone often struggles to provide. The biomethane plant is therefore not merely an energy asset, but a tool that allows the entrepreneur to plan the future with confidence, continuing to grow the business, produce food and value for the region, and innovate in the name of sustainability.



Diamo struttura all'energia del futuro.

Siamo il partner ideale per sviluppare il tuo impianto a biogas e biometano: realizziamo tutte le opere civili, dalle vasche ai digestori, a stoccaggi, trincee, platee e locali tecnici. E non solo! Aumentiamo l'efficienza del tuo progetto abbinando un impianto agrivoltaico e fotovoltaico, a sostegno degli autoconsumi di sistema. Competenza e soluzioni su misura, dalla progettazione alla realizzazione.

CEMIENERGY
BUILDING CLEAN POWER

sede legale e unità operativa NORD - San Giovanni Lupatoto VR • *unità locale SUD* - Lentini SR
www.cemienergy.it

Recupero di Struvite dal post-trattamento dei digestati

di Sergio Piccinini, Giuseppe Moscatelli, Silvia Tagliavini.

Centro Ricerche Produzioni Animali – CRPA scpa, Reggio Emilia

IL CONTESTO DEL PROGETTO STRUVITE, GLI OBIETTIVI E IL PROTOTIPO REALIZZATO

Dopo quasi tre anni di attività sta arrivando a conclusione il progetto Struvite, il cui obiettivo è quello di dimostrare la fattibilità tecnica del recupero di fosforo e azoto dal digestato al fine di produrre un fertilizzante naturale (la Struvite) con un approccio vantaggioso per agricoltura e ambiente (per approfondimenti tecnici e di contesto si rimanda all'articolo di dettaglio su Biogas Informa 48/2025).

Grazie al progetto, è stato sviluppato e installato un prototipo per il recupero della struvite in un'azienda suinicola con impianto biogas alimentato con effluenti zootecnici e sottoprodotti agricoli.

Il prototipo realizzato a scala aziendale (*figure 1* e *2*) è costituito da:

- un microfiltro per ridurre la presenza di sostanza organica sospesa che ostacolerebbe la precipitazione della struvite;
- un filtro zeolitico per ridurre la concentrazione di ammonio del digestato, così da ottenere rapporto N:P ottimale per la cristallizzazione/precipitazione della struvite oltre ad una zeolite arricchita in ammonio;
- una fase di cristallizzazione/sedimentazione per ottenere una frazione densa precipitata ricca in struvite;
- una filtropressa per disidratare e compattare il precipitato struvitico.

Il prototipo è in grado di trattare in continuo e in modo autonomo circa 5 m^3 al giorno di digestato.

Il progetto "Struvite – Trattamento dei digestati per ridurre le emissioni e recuperare un fertilizzante, la struvite" è finanziato nell'ambito del PR-FESR Emilia-Romagna 2021-2027 (www.struvite.it). Partner del progetto sono i laboratori della Rete Alta Tecnologia CRPA LAB di Reggio Emilia – capofila, CIRI FRAME dell'Università di Bologna e Terra&AcquaTech dell'Università di Ferrara, insieme al Cluster Greentech. Hanno collaborato alla realizzazione e messa a punto del prototipo le imprese Wamgroup, Diemme Soil Washing, Biorg e l'Azienda Agricola Colombaro, sede del prototipo, importante e storico allevamento suinicolo di Formigine (MO) e socio del Consorzio Italiano Biogas (CIB) che supporta il progetto stesso.

*Il progetto **"Struvite – Trattamento dei digestati per ridurre le emissioni e recuperare un fertilizzante, la struvite"** è finanziato nell'ambito del PR-FESR Emilia-Romagna 2021-2027 (www.struvite.it). Partner del progetto sono i laboratori della Rete Alta Tecnologia CRPA LAB di Reggio Emilia – capofila, CIRI FRAME dell'Università di Bologna e Terra&AcquaTech dell'Università di Ferrara, insieme al Cluster Greentech. Hanno collaborato alla realizzazione e messa a punto del prototipo le imprese Wamgroup, Diemme Soil Washing, Biorg e l'Azienda Agricola Colombaro, sede del prototipo, importante e storico allevamento suinicolo di Formigine (MO) e socio del Consorzio Italiano Biogas (CIB) che supporta il progetto stesso.*

VERIFICA ED EFFICIENZA DEL PROTOTIPO IN VARIE CONDIZIONI OPERATIVE

Nel corso del progetto sono state condotte otto diverse prove di circa una settimana ciascuna al fine di valutare differenti condizioni operative. Quattro,

in particolare, sono risultate di interesse:

1. Blanda acidificazione del digestato chiarificato con H_2SO_4, per ridurre pressoché a neutralità il pH del digestato, al fine di mineralizzare parte del P organico ed incrementare la quota minerale di P (ortofosfato); microfiltrazione; aggiunta di $MgCl_2$; alcalinizzazione del microfiltrato con NaOH sino a circa pH=9,3 e la successiva estrazione del precipitato dal cristallizzatore/sedimentatore.
2. Nessuna acidificazione del digestato chiarificato; microfiltrazione; aggiunta di $MgCl_2$ e alcalinizzazione con NaOH del microfiltrato; estrazione del precipitato dal cristallizzatore/sedimentatore.
3. Blanda acidificazione del digestato chiarificato con H_2SO_4; microfiltrazione con a valle un filtro zeolitico costituito da tufo ricco in chabasite (dosaggio pari al 3% in peso, corrispondente a 30 kg/m³ di digestato trattato – risultato avere elevate prestazioni di rimozione di ammonio nelle prove di laboratorio del partner Terra&AcquaTech), con conseguente produzione di zeolite arricchita in ammonio; aggiunta di $MgCl_2$; l'alcalinizzazione del microfiltrato con NaOH ed estrazione del precipitato dal cristallizzatore/sedimentatore.
4. Microfiltro e filtro zeolitico funzionanti; aggiunta di acido fosforico nel microfiltrato dopo il filtro zeolitico (sulla base di test di laboratorio del partner CIRI FRAME che dimostravano un efficientamento del processo di precipitazione della struvite); sostituzione di $MgCl_2$ con il composito biochar-Mg (brevetto dell'Università di Bologna). Il composito biochar-Mg utilizzato (7,8 kg/m³ di microfiltrato) è stato prodotto in laboratorio e selezionato quale miscela biochar-dolomie con le migliori prestazioni in termini di costi-benefici per l'eventuale produzione a scala industriale. Il composito combina una quota di biochar, ottenuto da scarti agricoli, con una matrice minerale ricca di magnesio derivante da scarti dell'industria estrattiva e viene prodotto mediante calcinazione *(figura 3)* in cui i carbonati di magnesio vengono trasformati nei corrispondenti ossidi, mentre il biochar costituisce un supporto poroso sul quale si avvia la nucleazione e la crescita dei cristalli di struvite. Sono stati inoltre verificati aspetti operativi quali la possibilità di preparare con il composito biochar-Mg uno slurry pompabile con cui alimentare, nelle corrette dosi richieste dal processo, il sistema prototipale (durante la prova si è utilizzata una soluzione di composito in acqua in rapporto in peso 1:3); l'uso del composito biochar-Mg dotato di potere alcalinizzante ha evitato l'uso di NaOH; infine si è estratto il precipitato dal cristallizzatore/sedimentatore.

In tutte le quattro prove la portata in alimentazione al cristallizzatore/sedimentatore è stata di 200 litri/ora e l'estrazione del precipitato struvitico (circa 60 litri ad estrazione) è stata effettuata ogni 4 ore.

Le attività hanno previsto il campionamento e la caratterizzazione chimico-fisica dei flussi in ingresso e delle matrici pro-

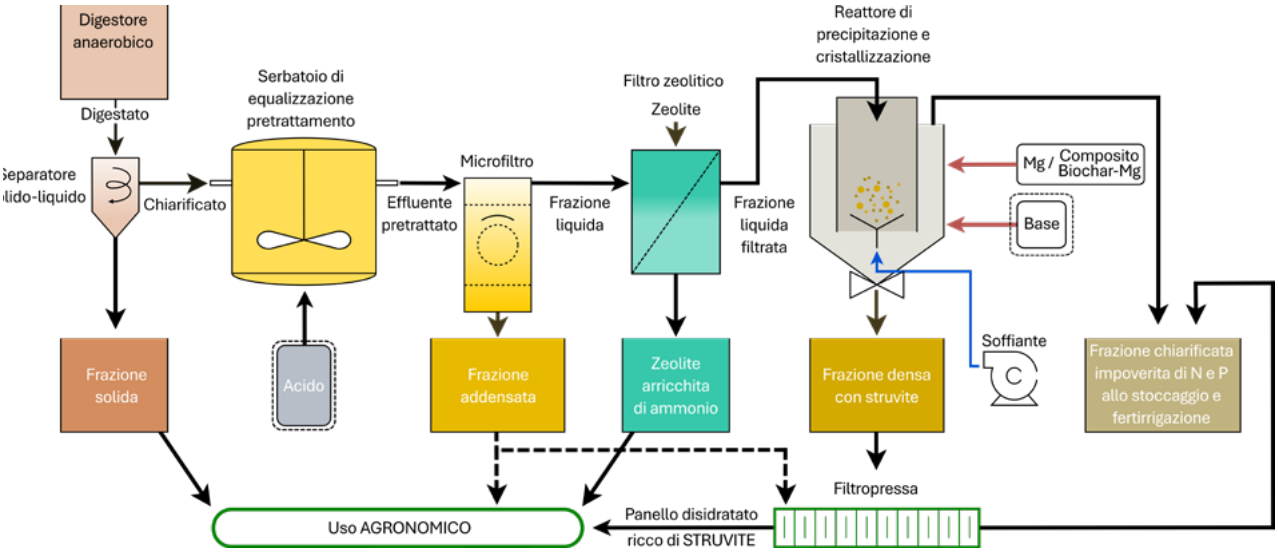


Figura 1 - *Schema della linea di trattamento prototipale realizzata*
Figure 1 – *Layout of the prototype treatment line*



Microfiltro



Filtro zeolitico



Cristallizzatore/ sedimentatore



Filtropressa

Figura 2 - *Le sezioni del sistema prototipale realizzato*
Figure 2 – *The sections of the prototype system built*

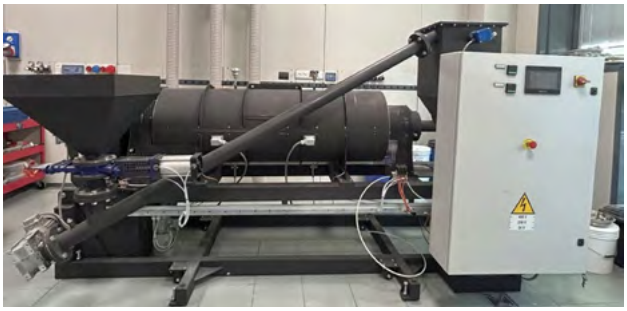


Figura 3 - *Forno rotativo da 10 kg/h per la calcinazione del composito biochar-Mg (foto CIRI FRAME)*
Figure 3 *– 10 kg/h rotary furnace for the calcination of the biochar-Mg composite (photo: CIRI FRAME)*



Figura 4 - *Panello disidratato ottenuto con la filtropressa pilota KE500 dal precipitato struvitico della quarta prova (foto Diemme Soil Washing)*
Figure 4 *– Dehydrated panel obtained using the KE500 pilot filter press from the struvite precipitate of the fourth test (photo: Diemme Soil Washing)*

dotte nelle diverse condizioni operative testate (*tabelle 1* e *2*).

I quattro precipitati struvitici ottenuti durante le quattro prove sono stati sottoposti a test di filtropressatura da parte di Diemme Soil Washing, prima in laboratorio, per individuare i condizionanti più opportuni, e poi con filtropressa pilota KE500. I precipitati struvitici delle prime tre prove sono stati condizionati con cloruro ferrico e calce idrata mentre quello della quarta prova con un polielettrolita cationico. In Tabella 2 si riportano le principali caratteristiche chimiche dei quattro panelli disidratati ottenuti**.**

I precipitati struvitici e i relativi panelli disidratati da filtropressatura sono stati sottoposti ad analisi XRD (diffrazione a raggi X) evidenziando la presenza di struvite (*figura 5*) sino al 61% del totale delle fasi cristalline presenti; oltre alla struvite sono stati osservati anche calcite, monoidrocalcite, ossido di magnesio e, con l'utilizzo delle zeoliti e del composito biochar-Mg, anche chabasite e dolomite.

Le caratteristiche chimiche dei panelli disidratati (*tabella 2*) mostrano come, sebbene non si raggiungano i limiti del Regolamento europeo fertilizzanti 2019/1009, per i precipitati di sali di fosfato (P >7%ST e C-org. <3 %ST), il materiale risulta idoneo per la preparazione di miscele di concimi organici e organo-minerali.

Non si evidenziano criticità, infine, rispetto ai limiti microbiologici (Salmonella ed *Escherichia coli*), così come richiesti sia dalla Dir. EU RENURE 2026/288 che nel Reg. EU Fertilizzanti 2019/1009.

Sui quattro panelli disidratati sono stati determinati anche il contenuto di metalli pesanti e i micronutrienti rispetto ai limiti delle Direttive EU vigenti:

- vengono rispettati i limiti su rame e zinco posti dalla Dir. EU 2026/288 sui materiali fertilizzanti ottenuti da effluenti di allevamento (RENURE);
- sebbene in una situazione di tranquillità per tutti i principali contaminanti, occorre controllare le concentrazioni di zinco e nichel, leggermente superiori ai limiti previsti dal Reg. EU Fertilizzanti 2019/1009 per i PFC 1 – Concime Organo-Minerale e Concime Inorganico a base di macroelementi – e contenere l'utilizzo del cloruro ferrico, come condizionante in fase di filtropressatura, per rispettare il limite previsto per la somma di alluminio e ferro (<10% ST).

I risultati analitici ed i monitoraggi effettuati hanno evidenziato:

- una criticità nell'elevata concentrazione di solidi, sostanza organica e sali minerali, in particolare calcio, nel digestato, anche se sottoposto a separazione solido/liquido, poiché ostacola la formazione dei cristalli di struvite e la loro successiva precipitazione;
- In relazione ai dati di *tabella 2*, il contenuto di Solidi Totali (ST) del surnatante non risulta significativamente ridotto rispetto al digestato chiarificato (*tabella 1*) in ingresso. L'aggiunta di sale di cloruro di magnesio (test 1,2 e 3) o il composito biochar-Mg (test 4), infatti, in piccola parte si ritrovano nel surnatante. Inoltre, nel test 4, il maggiore contenuto di azoto, fosforo e magnesio, è attribuibile all'aggiunta del composito biochar-Mg e di acido fosforico, che non cristallizza completamente in struvite;
- le prove hanno dimostrato l'elevata affinità della zeolite nel cattura dell'azoto ammoniacale (rimozione del 10% di ammonio per ogni ciclo di trattamento) e successivi test di essiccazione in laboratorio hanno evidenziato la capacità della zeolite di non rilasciare l'azoto ammoniacale;
- la frazione addensata del microfiltro contiene gran parte della sostanza organica, del fosforo e dell'azoto organici presenti nel digestato chiarificato (*tabella 1*) in ingresso.

Per quanto riguarda i bilanci di massa del prototipo in diverse condizioni operative (*figura 1*), assumendo pari a 100 la quantità (peso), il contenuto di Solidi Totali (ST), Azoto Totale (NTK) e Fosforo totale (Ptot) del digestato chiarificato in ingresso, è possibile ottenre:

- con operativi l'acidificazione con H_2SO_4, il microfiltro, l'aggiunta di $MgCl_2$, l'alcalinizzazione con NaOH del microfiltrato, si ottengono: nella frazione addensata del microfiltro circa il 40% della quantità, il 57% dei ST, il 45% di N e il 59% del Ptot (N e P prevalentemente in forma organica); nel precipitato struvitico circa il 6% della quantità, il 6% dei ST, il 5% di N e il 7% del Ptot (N e P prevalentemente in forma di struvite);
- con il prototipo operativo come sopra, ma con l'integrazione del filtro zeolitico a valle del microfiltro, si ottengo-

Parametri *Parameters*		Media *Mean*	Dev. Stand. *St. Dev.*
pH	[-]	8,27	-
ST	[g/kg tq]	46,89	3,00
	[%tq]	*4,7*	
SV	[g/kg tq]	29,78	2,02
	[%ST]	*63,5*	
NTK	[mg/kg tq]	4688	237
	[%ST]	*10,0*	
$N\text{-}NH_4^+$	[mg/kg tq]	3201	248
	[%NTK]	*68,3*	
P_{tot}	[mg/kg tq]	1256	360
	[%ST]	*2,7*	
$P\text{-}PO_4^{3-}$	[mg/kg tq]	306	70
	[%P tot]	*24,4*	
Mg	[mg/kg tq]	687	93
	[%ST]	*1,5*	
Ca	[mg/kg tq]	1762	272
	[%ST]	*3,8*	

Nota: ST = Solidi Totali o Sostanza Secca; SV = Solidi Volatili; NTK = Azoto Totale Kjeldahl; $N\text{-}NH_4^+$ = Azoto ammoniacale; P_{tot}= Fosforo totale; $P\text{-}PO_4^{3-}$ = Ortofosfato; Mg = Magnesio; Ca = Calcio.
Note: TS = Total Solids or Dry Matter; VS = Volatile Solids; TKN = Total Kjeldahl Nitrogen; NH_{4+}-N = Ammonium nitrogen; P = Total phosphorus; PO_{43-}-P = Orthophosphate; Mg = Magnesium; Ca = Calcium

Tabella 1 – *Caratteristiche chimico-fisiche, media e deviazione standard su 8 campioni, del digestato chiarificato (ottenuto con separatore a compressione elicoidale) oggetto del trattamento con il sistema prototipale*
Table 1 *– Chemical characteristics, mean values and standard deviation (based on 8 samples) of the clarified digestate (obtained using a screw press separator) treated using the prototype system.*

no: nella frazione addensata del microfiltro circa il 35% della quantità, il 49% dei ST, il 39% di N e il 62% del Ptot (N e P prevalentemente in forma organica); nella zeolite arricchita in ammonio circa il 2% della quantità, il 6% di N (nella forma ammoniacale) e il 2% del Ptot; nel precipitato struvitico circa il 5% della quantità, il 9% dei ST, il 8% di N e il 5% del Ptot (N e P prevalentemente in forma di struvite);

- con il prototipo operativo come al punto precedente, ma con la sostituzione del $MgCl_2$ e della NaOH con il composito biochar-Mg e l'aggiunta di acido fosforico, ritroviamo: nella frazione addensata del microfiltro circa il 40% della quantità, il 55% dei ST, il 42% di N e il 66% del Ptot (N e P prevalentemente in forma organica); nella zeolite arricchita in ammonio circa l'1,5% della quantità, il 9% di N (nella forma ammoniacale) e il 2% del Ptot; nel precipitato struvitico circa il 4% della quantità, il 20% dei ST, il 9% di N e il 23% del Ptot (N e P prevalentemente in forma di Struvite; il P è alto per l'aggiunta di acido fosforico nel cristallizzatore).

CONSIDERAZIONI FINALI

Il progetto Struvite ha dimostrato che il recupero di fosforo e azoto dai digestati attraverso lo sviluppo e l'implementazione del sistema prototipale Struvite è tecnicamente fattibile.

Il materiale disidratato ottenuto dai precipitati struvitici, in ogni caso, dovrà essere ulteriormente raffinato/valorizzato, per poter effettivamente sostituire i minerali fosfatici in accordo col nuovo Regolamento europeo 2019/1009 sui fertilizzanti. Più interessante per tale materiale sembra la nuova Direttiva europea 2026/288 che inserisce la struvite tra i RENURE (materiali fertilizzanti ottenuti da effluenti zootecnici). Occorre coinvolgere anche le imprese produttrici di fertilizzanti, in particolare quelli organici ed organo-minerali, che dovranno avere un ruolo chiave nella raffinazione, essiccazione e formulazione commerciale del prodotto, aspetti necessari per la valorizzazione economica dei nutrienti ottenuti dal trattamento dei digestati.

Con il progetto si è raggiunto un livello di maturità tecnologica (TRL 7). Dato però che l'elevata concentrazione di solidi, sostanza organica e sali minerali ostacolano la formazione dei cristalli di struvite e la loro successiva precipitazione, per arrivare all'impianto industriale commerciale (TRL 9) è necessario un efficientamento del sistema di pre-trattamento del digestato e del reattore di cristallizzazione/sedimentazione della struvite.

Le prove hanno dimostrato anche l'elevata affinità della zeolite nel catturare l'azoto ammoniacale e la sua capacità di non rilasciarlo a valle dell'evaporazione. Tale materiale, quindi, può essere utilizzato come ammendante minerale a lento rilascio in agricoltura.

Inoltre, la frazione addensata dal microfiltro, in cui si concentra parte della sostanza organica, del fosforo e dell'azoto organici presenti nel digestato chiarificato in ingresso, può essere avviata a stoccaggio con successivo utilizzo agronomico a distanze superiori rispetto alla frazione chiarificata.

Avendo a disposizione i dati economici del solo prototipo non risulta possibile ottenere un bilancio economico a scala

Test	Matrice *Matrix*	pH	ST		SV		NTK		$N\text{-}NH_{4+}$		Ptot		$P\text{-}PO_{43-}$		Mg		Ca	
		-	g/kg	%	g/kg	%ST	mg/kg	%ST	mg/kg	%NTK	mg/kg	%ST	mg/kg	%Ptot	mg/kg	%ST	mg/kg	%ST
1	Addensato Thickened	7,48	65,39	6,5	42,48	65,0	5269	8,1	3125	59,3	1885	2,9	234	12,4	1263	1,9	2377	3,6
	Surnatante Surnatante	7,90	34,27	3,4	19,35	56,5	4014	11,7	2812	70,1	392	1,1	137	34,9	433	1,2	1369	4,0
	Precipitato struvitico Struvite precipitate	**9,52**	**48,48**	**4,8**	**21,97**	**45,3**	**3829**	**7,9**	**2784**	**72,7**	**526**	**1,1**	**42**	**8,0**	**1032**	**2,1**	**1587**	**3,3**
	Panello disidratato Dehydrated panel	**9,33**	**283,83**	**28,4**	**109,17**	**38,5**	**6110**	**2,2**	**940**	**15,4**	**1517**	**0,5**	-	-	**4965**	**1,8**	**23382**	**8,2**
2	Addensato Thickened	8,44	71,16	7,1	48,6	68,3	5081	7,1	3037	59,8	2407	3,38	303	12,6	1500	2,1	2728	3,8
	Surnatante Supernatant	8,73	37,82	3,8	22,68	60,0	4433	11,7	3019	68,1	708	1,9	104	14,7	1004	2,7	2084	5,5
	Precipitato struvitico Struvite precipitate	**9,76**	**67,85**	**6,9**	**35,44**	**52,2**	**5020**	**7,4**	**3110**	**62,0**	**1419**	**2,1**	**151**	**10,6**	**1599**	**2,4**	**4282**	**6,3**
	Dehydrated panel	**8,8**	**428,35**	**42,8**	**168,44**	**39,3**	**10112**	**2,4**	**1574**	**15,6**	**1787**	**0,4**	**2,5**	**0,1**	**4864**	**1,1**	**37645**	**8,8**
3	Addensato Thickened	7,31	68,02	6,8	44,75	65,8	4848	7,1	4213	86,9	1896	2,8	420	22,2	1167	1,7	2318	3,4
	Zeolite ammonificata Ammonium-enriched zeolite	-	**478,28**	**47,8**	**56,91**	**11,9**	**6647**	**1,4**	**4314**	**64,9**	**542**	**0,1**	-	-	**2212**	**0,5**	**10875**	**2,3**
	Surnatante Supernatant	7,59	34,06	3,4	18,47	54,2	3501	10,3	2347	67,0	546	1,6	225	41,2	426	1,3	1707	5,0
	Precipitato struvitico Struvite precipitate	**9,18**	**44,79**	**4,5**	**20,83**	**46,5**	**3953**	**8,8**	**2769**	**70,0**	**657**	**1,5**	**27**	**4,1**	**878**	**2,0**	**1768**	**3.9**
	Panello disidratato Dehydrated panel	**8,95**	**353,52**	**35,4**	**127,67**	**36,1**	**6871**	**1,9**	**1236**	**18,0**	**1182**	**0,3**	**0,3**	**0,03**	**5469**	**1,6**	**33844**	**9,6**
4	Addensato Thickened	7,53	69,63	7,0	47,26	67,9	4888	7,0	3096	63,3	2201	3,2	383	17,4	1489	2,1	2772	4,0
	Zeolite ammonificata Ammonium-enriched zeolite	**8,45**	**527,62**	**52,8**	**54,44**	**10,3**	**12792**	**2,4**	**6134**	**48,0**	**651**	**0,1**	**49**	**7,5**	**1953**	**0,4**	**8858**	**1,7**
	Surnatante Supernatant	6,60	36,33	3,6	19,79	54,5	4270	11,8	2768	64,8	2665	7,3	1719	64,5	1219	3,4	1441	4,0
	Precipitato struvitico Struvite precipitate	**10,53**	**130,91**	**13,1**	**51,42**	**39,3**	**5608**	**4,3**	**3676**	**65,5**	**7103**	**5,4**	**45**	**0,6**	**15371**	**11,7**	**6088**	**4,7**
	Panello disidratato Dehydrated panel	**10,29**	**313,13**	**31,3**	**127,55**	**40,7**	**7101**	**2,3**	**845**	**11,9**	**13303**	**4,3**	**17**	**0,1**	**4454**	**1,4**	**16244**	**5,2**

Nota: ST = Solidi Totali o Sostanza Secca; SV = Solidi Volatili; NTK = Azoto Totale Kjeldahl; $N\text{-}NH_4^+$ = Azoto ammoniacale; P_{tot} = Fosforo totale; $P\text{-}PO_4^{3-}$ = Ortofosfato; Mg = Magnesio; Ca = Calcio.

Note: TS = Total Solids or Dry Matter; VS = Volatile Solids; TKN = Total Kjeldahl Nitrogen; NH_{4+} -N = Ammonium nitrogen; P = Total phosphorus; PO_{43-}-P = Orthophosphate; Mg = Magnesium; Ca = Calcium

Tabella 2 – *Caratteristiche chimiche dei principali flussi dei "prodotti" campionati durante le quattro prove significative condotte con il sistema prototipale: frazione addensata del microfiltro, zeolite arricchita in ammonio, surnatante del reattore di precipitazione/cristallizzazione, precipitato struvitico, panello disidratato (vedi figura 1, schema prototipo)*

Table 2 – *Chemical characteristics of the main streams of 'products' sampled during the four significant tests carried out using the prototype system: thickened microfilter fraction, ammonium-enriched zeolite, supernatant from the crystallisation and precipitation reactor, struvite precipitate, dehydrated panel (see figure 1, prototype diagram).*

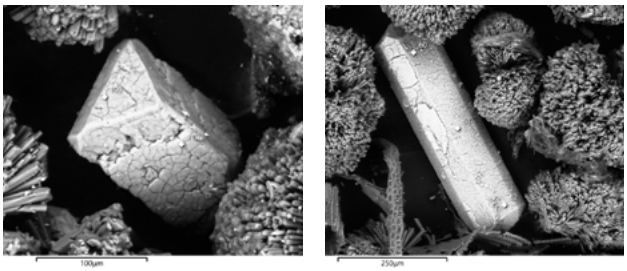


Figura 5 - *Foto di cristalli di struvite al microscopio a scansione elettronica (SEM, foto Terra&AcquaTech)*
Figure 5 – *Photograph of struvite crystals taken using a scanning electron microscope (SEM, photo: Terra&AcquaTech)*

industriale; difficile pure quantificare il beneficio economico generato dalla riduzione del tenore di azoto e fosforo nei digestati, dalla riduzione delle emissioni in fase di stoccaggio e distribuzione e dal recupero di struvite. Il bilancio economico del trattamento rimane quindi un aspetto critico da approfondire e che comunque dovrà comprendere anche la quantificazione dei benefici indiretti: il risparmio nei costi di gestione del digestato, la riduzione delle emissioni odorigene e climalteranti e il contributo alla decarbonizzazione della filiera agroalimentare.

In conclusione, il percorso tracciato dal progetto Struvite dimostra che la circolarità dei nutrienti è una soluzione praticabile. Trasformare un problema in una materia prima strategica richiede ora un impegno corale: l'innovazione tecnologica della ricerca scientifica, l'interesse industriale degli impiantisti e dei produttori di fertilizzanti e la visione dei decisori politici nel garantire regole certe e incentivi commisurati ai benefici ambientali generati.

Recovery of Struvite from the digestate-post-treatment

THE CONTEXT OF THE STRUVITE PROJECT, ITS OBJECTIVES AND THE PROTOTYPE DEVELOPED

After nearly three years of work, the Struvite project is coming to a close. Its objective is to demonstrate the technical feasibility of recovering phosphorus and nitrogen from digestate in order to produce a natural fertilizer (Struvite) through an approach that benefits both agriculture and the environment (for further technical and contextual details, please refer to the comprehensive article in Biogas Informa 48/2025).

Thanks to the project, a prototype system for struvite recovery was developed and installed at a pig farm equipped with a biogas plant fueled by animal manure and agricultural by-products.

The prototype system built on an industrial scale (Figures 1 and 2) consists of:

- a microfilter to reduce the presence of suspended organic matter that would hinder struvite precipitation;
- a zeolite filter to reduce the ammonium concentration in the digestate, bringing it closer to an optimal N:P ratio for struvite crystallization/precipitation, and to obtain an ammonium-enriched zeolite;
- a crystallization/sedimentation stage to obtain a dense precipitate rich in struvite;
- a filter press to dewater and compact the struvite precipitate.

The prototype is capable of continuously and autonomously treating approximately 5 m^3 of digestate per day.

The project "Struvite—Treatment of Digestate to Reduce Emissions and Recover Struvite as a Fertilizer" is funded under the Emilia-Romagna ERDF Operational Program 2021–2027 (www.struvite.it). The project partners are the laboratories of the High Technology Network: CRPA LAB in Reggio Emilia—the lead partner—CIRI FRAME at the University of Bologna, and Terra&AcquaTech at the University of Ferrara, together with the Greentech Cluster. The following companies collaborated on the development and fine-tuning of the prototype: Wamgroup, Diemme Soil Washing, Biorg, and Azienda Agricola Colombaro—the site of the prototype, a major and historic pig farm in Formigine (MO) and a member of the Italian Biogas Consortium (CIB), which supports the project.

TESTING AND PERFORMANCE OF THE PROTOTYPE UNDER VARIOUS OPERATING CONDITIONS

During the course of the project, eight different tests were carried out, each lasting approximately one week, to evaluate various operating conditions. Four of these, in particular, proved to be of interest:

1. Mild acidification of the clarified digestate with H_2SO_4, to reduce the digestate's pH to approximately neutral, with the aim of mineralizing some of the organic P and increasing the mineral P content (orthophosphate); microfiltration; addition of $MgCl_2$; alkalization of the microfiltrate with NaOH to a pH of approximately 9.3, and the subsequent extraction of the precipitate from the crystalliser/settler.
2. No acidification of the clarified digestate; microfiltration; addition of $MgCl_2$ and alkalization with NaOH of the microfiltrate; extraction of the precipitate from the crystalliser/settler.
3. Mild acidification of the clarified digestate with H_2SO_4; microfiltration followed downstream by a zeolite filter consisting of chabasite-rich tuff (dosage of 3% by weight, corresponding to 30 kg/m^3 of treated digestate—which demonstrated high performance in ammonium removal during laboratory tests carried out by partner Terra&AcquaTech), resulting in the production of ammonium-enriched zeolite; addition of $MgCl_2$; alkalization of the microfiltrate with NaOH and extraction of the precipitate from the crystalliser/settler.
4. Microfilter and zeolite filter both in operation; addition of phosphoric acid to the microfiltrate after the zeolite filter (based on laboratory tests conducted by partner CIRI FRAME, which had shown improved efficiency in the struvite precipitation process); replacement of $MgCl_2$ with the biochar-Mg composite (patented by the University of Bologna). The biochar-Mg composite used (7.8 kg/m^3 of microfiltrate) was produced in the laboratory and selected as the biochar-dolomite mixture offering

the best cost-benefit performance for potential industrial-scale production. The composite combines a proportion of biochar, obtained from agricultural residues, with a magnesium-rich mineral matrix derived from mining industry residues. It is produced by calcination (Figure 3), during which magnesium carbonates are converted into the corresponding oxides, whilst the biochar acts as a porous support on which the nucleation and growth of struvite crystals can take place. Operational aspects were also verified, such as the possibility of preparing a pumpable slurry using the biochar-Mg composite to feed the prototype system in the correct doses required by the process (during the test, a solution of the composite in water was used in a weight ratio of 1:3); the use of the biochar-Mg composite, which possesses alkalizing properties, obviated the need for NaOH; finally, the precipitate was extracted from the crystalliser/settler.

In all four tests, the feed flow rate to the crystalliser/settler was 200 liters per hour, and the struvite precipitate (approximately 60 liters per extraction) was removed every 4 hours.

The work involved the sampling and chemical characterization of the influent streams and the matrices produced under the various operating conditions tested (Tables 1 and 2).

The four struvite precipitates obtained during the four trials were subjected to filter-press testing by Diemme Soil Washing, first in the laboratory to identify the most suitable conditioning agents, and then using a KE500 pilot filter press. The struvite precipitates from the first three trials were conditioned with ferric chloride and hydrated lime, whilst that from the fourth trial was conditioned with a cationic polyelectrolyte. Table 2 shows the main chemical characteristics of the four dehydrated panels obtained.

The struvite precipitates and the corresponding dehydrated panels obtained by filter-pressing were subjected to XRD (X-ray diffraction) analysis, which revealed the presence of struvite (Figure 5) accounting for up to 61% of the total crystalline phases present; in addition to struvite, calcite, monohydrocalcite and magnesium oxide were also observed; furthermore, with the use of zeolites and the biochar-Mg composite, chabasite and dolomite were also detected.

The chemical characteristics of the dehydrated panels (Table 2) indicate that, although the limits required by European Regulation 2019/1009 on fertilizers for phosphate salt precipitates (P >7% dry matter and organic C <3% dry matter) have not yet been met, the material is suitable for the preparation of organic and organo-mineral fertilizer mixtures.

Finally, no issues have been identified with respect to the microbiological limits (Salmonella and Escherichia coli) required by both the EU Directive 2026/288 on RENURE and the EU Fertilizer Regulation 2019/1009.

The heavy metal and micronutrient content was also analyzed in the four dehydrated panels to check against the limits set by current EU Directives:

- Compliance with the limits for copper and zinc set by EU Directive 2026/288 on fertilizing materials derived from livestock manure (RENURE) is maintained.
- Although the situation is largely satisfactory for all major contaminants, it is necessary to monitor the concentrations of zinc and nickel, which are slightly above the limits prescribed by EU Fertilizer Regulation 2019/1009 for PFC 1 (Organo-mineral fertilizers and inorganic fertilizers based on macroelements), and to limit the use of ferric chloride as a conditioning agent during the filter-pressing stage to respect the limit set for the sum of aluminum and iron (<10% dry matter).

*The project **"Struvite—Treatment of Digestate to Reduce Emissions and Recover Struvite as a Fertilizer"** is funded under the Emilia-Romagna ERDF Operational Program 2021–2027 (www.struvite.it). The project partners are the laboratories of the High Technology Network: CRPA LAB in Reggio Emilia—the lead partner—CIRI FRAME at the University of Bologna, and Terra&AcquaTech at the University of Ferrara, together with the Greentech Cluster. The following companies collaborated on the development and fine-tuning of the prototype: Wamgroup, Diemme Soil Washing, Biorg, and Azienda Agricola Colombaro—the site of the prototype, a major and historic pig farm in Formigine (MO) and a member of the Italian Biogas Consortium (CIB), which supports the project.*

The analytical results and monitoring carried out have highlighted:

- A critical issue regarding the high concentration of solids, organic matter, and mineral salts—in particular calcium—in the digestate, even after solid–liquid separation, as this hinders the formation of struvite crystals and their subsequent precipitation.
- With regard to the data presented in Table 2, the Total Solids (TS) content of the supernatant is not significantly reduced compared with the incoming clarified digestate (Table 1). Indeed, the addition of magnesium chloride salt (tests 1, 2, and 3) or the biochar-Mg composite (test 4) results in small amounts being found in the supernatant. Furthermore, in test 4, the higher nitrogen, phosphorus, and magnesium content is attributable to the addition of the biochar-Mg composite and phosphoric acid, which does not crystallize completely into struvite.
- Tests demonstrated the zeolite's high affinity for capturing ammoniacal nitrogen (10 percent removal of ammonium per treatment cycle), and subsequent laboratory drying tests showed the zeolite's ability not to release ammoniacal nitrogen.
- The thickened fraction from the microfilter contains the majority of the organic matter, organic phosphorus, and organic nitrogen present in the incoming clarified digestate (Table 1).

With regard to the mass balances observed during the operation of the prototype system under various operating conditions (Figure 1), assuming that the quantity (weight), the content of Total Solids (TS), Total Kjeldahl Nitrogen

(TKN), and Total Phosphorus (Ptot) in the incoming clarified digestate are equal to 100, we obtain:

- With the following processes in operation—acidification with H_2SO_4, microfiltration, the addition of $MgCl_2$, and alkalinization of the microfiltrate with NaOH—we find: in the thickened fraction of the microfilter, approximately 40% of the quantity, 57% of TS, 45% of N, and 59% of Ptot (N and P predominantly in organic form); in the struvite precipitate, approximately 6% of the quantity, 6% of TS, 5% of N, and 7% of Ptot (N and P predominantly in the form of struvite).
- With the prototype operating as described above, but with the integration of a zeolite filter downstream of the microfilter, we obtain: in the thickened fraction of the microfilter, approximately 35% of the quantity, 49% of the TS, 39% of N, and 62% of Ptot (N and P predominantly in organic form); in the ammonium-enriched zeolite, approximately 2% of the quantity, 6% of N (in the ammoniacal form), and 2% of total P; in the struvite precipitate, approximately 5% of the quantity, 9% of TS, 8% of N, and 5% of total P (N and P predominantly in the form of struvite).
- With the prototype operating as described in the previous point, but replacing $MgCl_2$ and NaOH with the biochar-Mg composite and adding phosphoric acid, we find: in the thickened fraction of the microfilter, approximately 40% of the quantity, 55% of TS, 42% of N, and 66% of total P (N and P predominantly in organic form); in the ammonium-enriched zeolite, approximately 1.5% of the quantity, 9% of N (in the ammoniacal form), and 2% of total P; in the struvite precipitate, approximately 4% of the quantity, 20% of TS, 9% of N, and 23% of total P (N and P predominantly in the form of struvite; the P content is high due to the addition of phosphoric acid in the crystalliser).

CONCLUDING REMARKS

The Struvite project has demonstrated that the recovery of phosphorus and nitrogen from digestate through the development and implementation of the Struvite prototype system is technically feasible. However, the dewatered material obtained from struvite precipitates will need to be further refined/upgraded in order to effectively replace phosphate minerals, in accordance with the new European Regulation 2019/1009 on fertilizers. Of greater interest for this material appears to be the new European Directive 2026/288, which classifies struvite as a RENURE (fertilizing materials obtained from livestock manure). It is also necessary to involve fertilizer manufacturers, particularly those producing organic and organo-mineral fertilizers, who will need to play a key role in the refining, drying, and commercial formulation of the product—aspects essential for the economic valorisation of the nutrients obtained from the treatment of digestate.

The project has reached a Technology Readiness Level (TRL) of 7. However, given that the high concentration of solids, organic matter, and mineral salts hinders the formation of struvite crystals and their subsequent precipitation, in order to progress to a commercial-scale plant (TRL 9), the digestate pre-treatment system and the struvite crystallization/sedimentation reactor must be made more efficient.

Tests have also demonstrated the zeolite's high affinity for capturing ammoniacal nitrogen, and its ability not to release it after evaporation. Therefore, this material can be used as a slow-release mineral soil improver in agriculture.

Furthermore, the thickened fraction from the microfilter, which concentrates part of the organic matter, organic phosphorus, and organic nitrogen present in the incoming clarified digestate, can be sent for storage for subsequent agricultural use at greater distances than the clarified fraction.

As we only have economic data for the prototype, it is not possible to extrapolate an economic balance sheet at an industrial scale; it is also difficult to quantify the economic benefit generated by the reduction in nitrogen and phosphorus content in the digestate, by the reduction in emissions during storage and distribution, and by the recovery of struvite. The economic balance sheet for the treatment therefore remains a critical aspect requiring further investigation and must also include the quantification of indirect benefits: savings in digestate management costs, the reduction in odorous and climate-changing emissions, and the contribution to the decarbonisation of the agri-food supply chain.

In conclusion, the path traced by the Struvite project demonstrates that nutrient circularity is a viable solution. Transforming a problem into a strategic raw material now requires a concerted effort: technological innovation through scientific research, the industrial interest of plant operators and fertilizer manufacturers, and the vision of policy-makers in ensuring clear regulations and incentives commensurate with the environmental benefits generated.

BIBLIOGRAFIA BIBLIOGRAPHY

S. Piccinini, G. Moscatelli, S. Tagliavini (2025) – Post-trattamento dei digestati con recupero di Struvite – BIOGASINFORMA 48/25.

S. Piccinini, G. Moscatelli (2025) – Recuperare struvite dai digestati zootecnici – Suinicoltura n. 5 maggio 2025.

S. Piccinini, G. Moscatelli, A. Pignagnoli (2024) – Trattamento dei digestati agro-zootecnici per ridurre le emissioni e produrre Struvite – BIOGASINFORMA 43/24.

M. Muys et al. *(2021) – A systematic comparison of commercially produced struvite: quantities, qualities and soil-maize phosphorus availability – Science of Total Environment, volume 756, Elsevier.*

A. Siciliano et al. *(2020) – Advances in Struvite Precipitation Technologies for nutrients removal and recovery from aqueous waste and wastewater – Sustainability 2020, 12, 7538.*

C. Vaneeckhaute et al. *(2017) – Nutrient recovery from digestate: systematic technology review and product classification – Waste Biomass Valor, Springer.*





GRUPPO PEVERONI

COSTRUZIONI • SVUOTAMENTI
COPERTURE • SERVICE



Gruppo Peveroni è il risultato della sinergia fra affermate realtà operanti nell'ambito agrozootecnico e agroenergetico. Fanno parte del gruppo: **ICEB Costruzioni, Eco Service Biogas, Biocover, Bio Revamping.**

Le attività del gruppo sono: **costruzioni**, **svuotamenti, coperture** e **service.**

Il tutto per dare ai nostri clienti un'offerta completa professionale e puntuale.



INFO@GRUPPOPEVERONI.IT
WWW.GRUPPOPEVERONI.IT

GoodByO: trasformare biogas, CO_2 e sottoprodotti in nuove risorse

di Barbara Menin[1] e Giulia Usai[2]

[1]CNR-IBBA, [2]IIT-Center for Sustainable Future Technologies

La transizione verso un'economia climaticamente neutra richiede un cambio di paradigma nel modo in cui vengono gestiti scarti, emissioni e sottoprodotti industriali. In questo contesto nasce GoodByO, progetto europeo finanziato nell'ambito della partnership Circular Bio-based Europe Joint Undertaking (CBE JU), con l'obiettivo di sviluppare una nuova generazione di bioraffinerie in grado di valorizzare simultaneamente residui agroalimentari, CO_2 biogenica e acque di processi industriali.
Avviato nell'ottobre 2024 e coordinato dalla Fondazione Istituto Italiano di Tecnologia (IIT), GoodByO coinvolge dieci partner provenienti da cinque Paesi europei, tra cui il Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR), il Consorzio Italiano Biogas (CIB), università, centri di ricerca e imprese innovative attive nei settori delle biotecnologie, dell'energia rinnovabile e della bioeconomia.

L'idea alla base del progetto è semplice ma ambiziosa: trasformare una piattaforma industriale basata sulla valorizzazione di residui organici in una innovativa bioraffineria integrata, capace di utilizzare ogni flusso di materia disponibile come risorsa per nuovi processi produttivi. In questo modo, ciò che oggi viene considerato uno scarto diventa materia prima per generare ulteriori prodotti ad alto valore aggiunto.

Il progetto prende come riferimento l'impianto dell'azienda olandese ChainCraft (www.chaincraft.com), che converte residui agroalimentari in acidi grassi a media catena tramite processi fermentativi. GoodByO amplia questo concetto introducendo nuove filiere biologiche interconnesse, in cui biogas, CO_2 e reflui vengono recuperati e reimpiegati all'interno della stessa piattaforma produttiva.

Tra le tecnologie attualmente in fase di sviluppo vi sono quattro fabbriche microbiche basate su processi metabolici diversi ma strettamente interconnesse tra loro perché progettate per funzionare "a cascata" in modo che il sottoprodotto di una bioraffineria diventi nutrimento della successiva. In particolare, i bioprocessi chiave di GoodByO sono la produzione di acido ottanoico da sottoprodotti organici, la progettazione e sviluppo di sistemi innovativi di fermentazione della CO_2 per ottenere bio-esanolo, processi biotecnologici per la desolforazione del biogas e la coltivazione di microalghe alimentate con acque di processo degli impianti di ChainCraft per la produzione di carotenoidi ad alto valore commerciale. Tutte queste attività convergono verso un obiettivo comune: aumentare l'efficienza nell'utilizzo delle risorse e ridurre l'impronta ambientale dei processi industriali.



Particolarmente rilevante per il settore del biogas è l'approccio adottato per la valorizzazione della CO_2. Mentre nelle applicazioni convenzionali l'attenzione è rivolta principalmente alla componente metano, GoodByO mira a trasformare anche la frazione carbonica in una risorsa, utilizzandola come materia prima per nuovi processi biotecnologici. Parallelamente, vengono studiate soluzioni innovative per la rimozione biologica dell'solfuro di idrogeno, con l'obiettivo di migliorare la qualità del biogas e ridurre l'impiego di tecnologie convenzionali più energivore , producendo al contempo biomassa valorizzabile come ammendante in applicazioni agricole.

Un altro elemento distintivo del progetto riguarda la gestione energetica. GoodByO prevede infatti lo sviluppo di modelli digitali capaci di integrare processi biologici ed energie rinnovabili, valutando come una bioraffineria del futuro possa operare con un approvvigionamento energetico basato interamente su fonti rinnovabili e sistemi avanzati di accumulo tramite biometanazione.

Dopo il primo anno di attività, il consorzio ha completato la fase di progettazione delle piattaforme microbiche sperimentali e delle metodologie di lavoro, e ha finalizzato lo sviluppo e l'ottimizzazione dei diversi bioprocessi su scala di laboratorio. Nei prossimi mesi le attività si concentreranno sulla validazione delle tecnologie in condizioni sempre più vicine all'applicazione industriale e sulla realizzazione di impianti pilota destinati a dimostrarne la stabilità operativa nel lungo periodo.

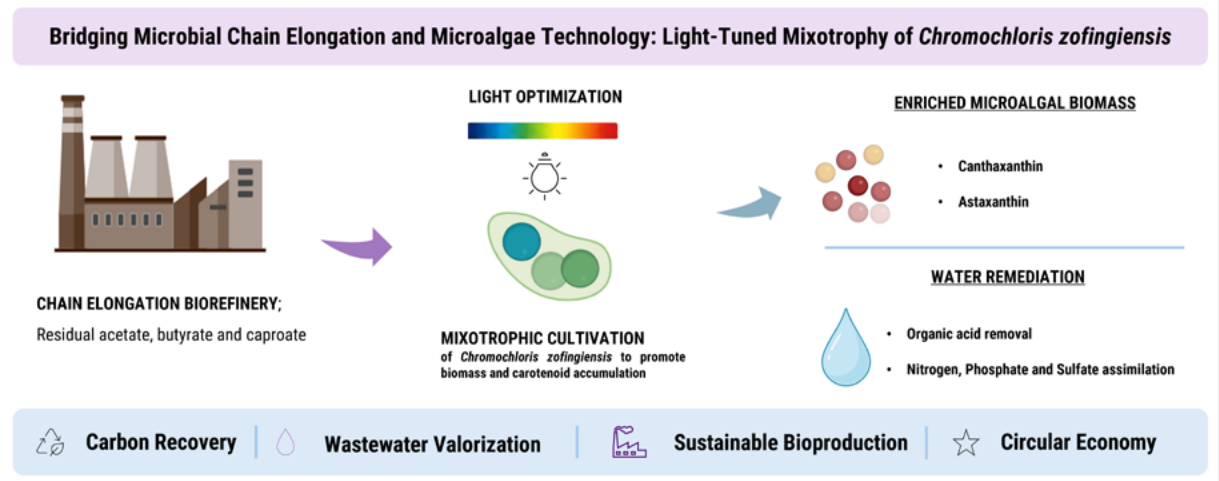
Al di là dei singoli risultati tecnologici, GoodByO rappresenta un esempio concreto di come il settore del biogas e della bioeconomia possano evolvere verso modelli produttivi più integrati, in cui produzione di energia, valorizzazione della CO_2 e recupero di nutrienti convivono all'interno di una stessa catena del valore. Una visione che potrebbe contribuire in modo significativo agli obiettivi europei di decarbonizzazione, economia circolare e indipendenza dalle materie prime fossili.

MF4 – FABBRICHE VERDI: IL CONTRIBUTO DELLE MICROALGHE IN GOODBYO

Dalle acque di processo industriale a preziosi pigmenti

Nell'ambito del progetto GoodByO, la Fabbrica Microbica 4 (MF4) è dedicata allo sviluppo di biotecnologie microalgali per la valorizzazione delle acque di processo provenienti dagli impianti di ChainCraft. L'obiettivo è duplice: recuperare nutrienti e composti carboniosi (acidi organici) ancora presenti nei flussi residui e, allo stesso tempo, produrre biomassa ricca di molecole ad alto valore aggiunto, in particolare chetocarotenoidi quali astaxantina e cantaxantina che trovano ampio impiego nei settori della nutraceutica, della cosmetica e dell'acquacoltura.

Le attività di ricerca coordinate dall'Istituto di Biologia e Biotecnologia Agraria (IBBA) del CNR in collaborazione con l'IIT e la ditta greca Brite Solar (www.britesolar.com), sono volte ad ottimizzare la coltivazione mixotrofica di microalghe per l'efficiente utilizzo delle acque di processo delle fermentazioni industriali di ChainCraft , allo scopo di valorizzare i nutrienti disciolti e ridurre il carico organico residuo, rafforzando l'approccio circolare che caratterizza l'intero progetto GoodByO.. In particolar modo, lo studio si focalizza sugli effetti della qualità e intensità della luce per stimolare l'accumulo delle molecole target anche grazie all'integrazione delle nanotecnologie sviluppate da Brite Solar per l'ottimizzazione energetica e luminosa dei fotobioreattori impiegati per la coltivazione delle microalghe. La biomassa ottenuta può essere successivamente impiegata come fonte di pigmenti naturali e per il prezioso contenuto proteico.



GoodByO: turning biogas, CO_2 and by-products into new resources

The transition towards a climate-neutral economy requires a paradigm shift in the way waste streams, emissions and industrial by-products are managed. Within this context, GoodByO was launched, a European project funded under the Circular Bio-based Europe Joint Undertaking (CBE JU), with the aim of developing a new generation of biorefineries capable of simultaneously valorizing agri-food residues, biogenic CO_2 and industrial process waters.

Launched in October 2024 and coordinated by Fondazione Istituto Italiano di Tecnologia (IIT), GoodByO brings together ten partners from five European countries, including the National Research Council of Italy (CNR), the Italian Biogas Consortium (CIB), universities, research centers and innovative companies operating in the fields of biotechnology, renewable energy and the bioeconomy.

The idea behind the project is simple yet ambitious: to transform an industrial platform based on the valorization of organic residues into an integrated biorefinery, capable of using every available material stream as a resource for new production processes. In this way, materials that are currently considered waste become feedstocks for the generation of additional high-value products.

The project takes inspiration from the industrial plant operated by the Dutch company ChainCraft (www.chaincraft.com), which converts agri-food residues into medium-chain fatty acids through fermentation processes. GoodByO expands this concept by introducing new interconnected biological value chains in which biogas, CO_2 and process streams are recovered and reused within the same industrial platform.

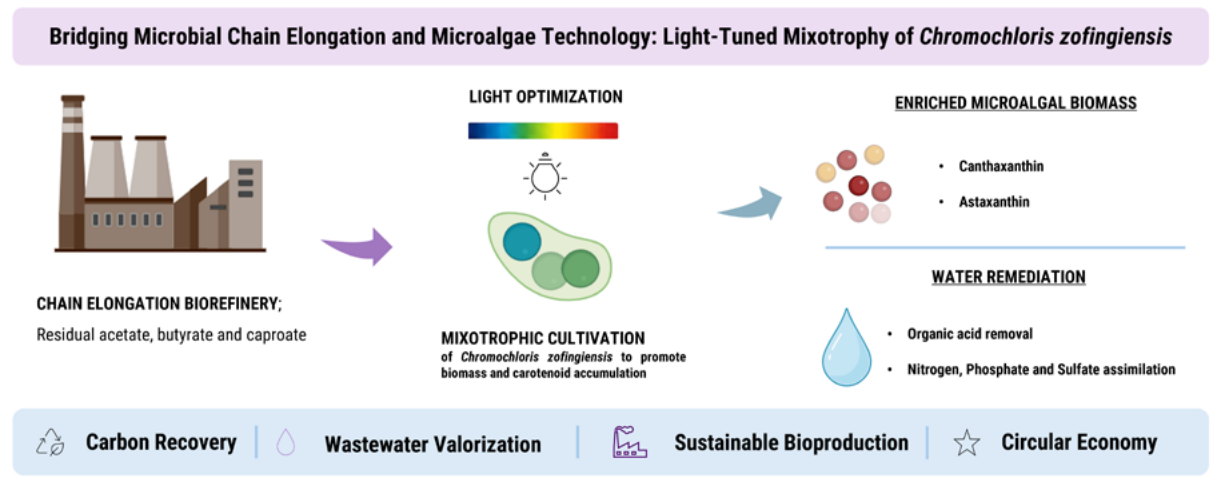
Among the technologies currently under development are four microbial factories based on different but tightly interconnected metabolic processes, designed to operate in a cascading manner so that the output of one biorefinery becomes the feedstock for the next. In particular, the key bioprocesses within GoodByO include the production of octanoic acid from organic by-products, the design

MF4 – GREEN CELL FACTORIES: THE CONTRIBUTION OF MICROALGAE TO GOODBYO

From industrial process waters to valuable pigments:

Within the GoodByO project, Microbial Factory 4 (MF4) is dedicated to the development of microalgal biotechnologies for the valorization of process waters generated by ChainCraft facilities. The objective is twofold: to recover nutrients and carbon-containing compounds (organic acids) still present in these streams while simultaneously producing biomass rich in high-value molecules, particularly ketocarotenoids such as astaxanthin and canthaxanthin, which are widely used in the nutraceutical, cosmetic and aquaculture sectors.

Research activities coordinated by the Institute of Agricultural Biology and Biotechnology (IBBA) of the CNR, in collaboration with IIT and the Greek company Brite Solar, aim to optimize the mixotrophic cultivation of microalgae for the efficient utilization of process waters derived from ChainCraft's industrial fermentation activities. This allows the recovering of dissolved nutrients and reducing the residual organic load, thereby reinforcing the circular approach that characterises the entire GoodByO project. Particular attention is devoted to understanding the effects of light quality and intensity on the accumulation of target compounds, also through the integration of the nanotechnologies developed by Brite Solar to improve the energy efficiency and light management of the photobioreactors used for microalgae cultivation. The resulting biomass can subsequently be used as a source of natural pigments and as a valuable protein-rich material.



FIBRE *boost*

PAGLIA & STOCCHI.
UNA MATRICE COMPLESSA, UN PROCESSO PIÙ EFFICIENTE.

IL PRETRATTAMENTO BIHCON PER MIGLIORARE LA DEGRADABILITÀ DELLE MATRICI FIBROSE NELLA DIGESTIONE ANAEROBICA.



1 **LA PAGLIA**
Matrice lignocellulosica difficile da degradare

2 3 **PRETRATTAMENTO**
Mulino e linea integrata Fibre Boost

4 **MATERIALE PRETRATTATO**
Maggiore superficie, pronto per il digestore

5 **DIGESTIONE ANAEROBICA**
Più biometano, meno tempi di degradazione

BIHCON

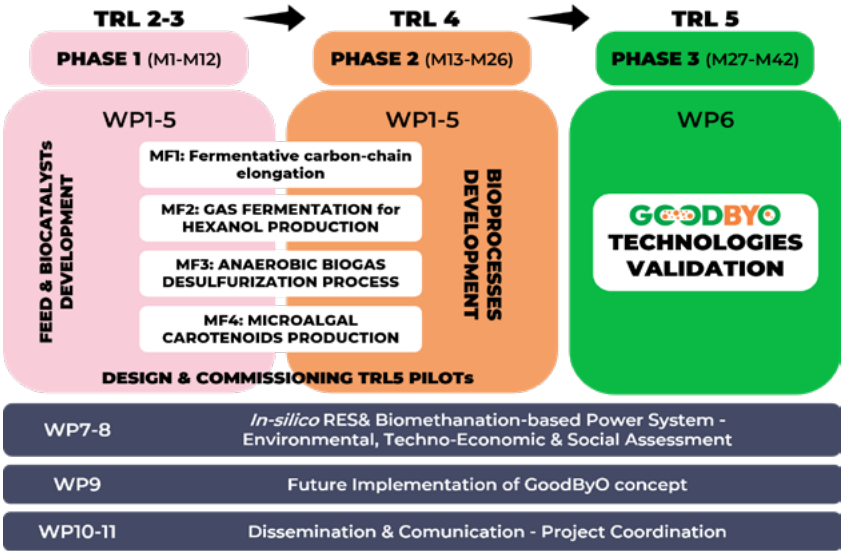
www.bihcon.com

BiHcon Srl/GmbH
Piazza Gilm/Gilmplatz, 2
39031 Brunico/Bruneck (BZ)
T +39 0474 869055
E info@bihcon.com

MEET US AT
ECOMONDO
The green technology expo.
3 - 6 NOVEMBRE 2026 • **RIMINI**
HALL **D5** • STAND **106-207**

and development of innovative CO_2 fermentation systems for bioethanol production, biotechnological processes for biogas desulfurization, and the cultivation of microalgae using process waters from ChainCraft facilities for the production of high-value carotenoids. All these activities converge towards a common goal: increasing resource-use efficiency while reducing the environmental footprint of industrial processes.

Of particular relevance to the biogas sector is the project's approach to CO_2 valorization. While conventional applications focus primarily on the methane fraction, GoodByO aims to transform the carbon dioxide fraction into a valuable resource by using it as a feedstock for new biotechnological processes. At the same time, innovative biological solutions for hydrogen sulfide removal are being investigated, with the objective of improving biogas quality while reducing reliance on more energy-intensive conventional technologies, whilst at the same time producing biomass that can be used as a soil improver in agricultural applications.



Fasi di sviluppo del progetto GoodByO
Stages of development of the GoodByO project

Another distinctive feature of the project concerns energy management. GoodByO includes the development of digital models capable of integrating biological processes and renewable energy sources, assessing how the biorefinery of the future could operate using an energy supply entirely based on renewable resources.

After its first year of activities, the consortium has completed the design phase of the experimental microbial platforms and associated methodologies, and has finalised the development and optimization of the various bioprocesses at laboratory scale. In the coming months, efforts will focus on validating these technologies under conditions increasingly representative of industrial applications and on the construction of pilot plants designed to demonstrate their long-term operational stability.

Beyond the individual technological achievements, GoodByO represents a concrete example of how the biogas sector and the bioeconomy can evolve towards more integrated production models, where energy generation, CO_2 valorization and nutrient recovery coexist within the same value chain. This vision could significantly contribute to European goals related to decarbonization, circular economy strategies and reduced dependence on fossil-based raw materials.





BIOMODIL
Technologies for nature

Via Provinciale, 14
61026 Lunano (PU) Italia
Tel: +39 0722 700311
Pec: biomodil@legalmail.it
www.biomodil.com
info@biomodil.com

Biomodil srl
membro di
EPTA GRUPPO

INNOVAZIONE TECNICA

Modello di calcolo per stimare le emissioni fuggitive di metano dalla vasca di stoccaggio del digestato

Limitare le perdite di metano dalla vasca di stoccaggio, prevedendo sistemi di captazione del biogas residuo, permette di ridurre le emissioni di metano in atmosfera e di valorizzare una ulteriore quota di metano.

di Stefano Trotta, Arianna Pignagnoli, Mariangela Soldano

CRPA
Centro Ricerche Produzioni Animali

Centro Ricerche Produzioni Animali – CRPA scpa, Reggio Emilia

La digestione anaerobica fornisce un notevole contributo al raggiungimento degli obiettivi nazionali per la produzione di energia rinnovabile in sostituzione alle fonti fossili. Tuttavia, una gestione non ottimale degli impianti o le fisiologiche dinamiche di usura di alcune componenti possono determinare perdite involontarie di metano (emissioni fuggitive) che riducono l'efficienza ambientale della filiera.

Secondo quanto riportato dalla letteratura scientifica, la vasca di stoccaggio del digestato senza recupero del biogas rappresenta la sorgente più impattante. Altre perdite significative sono riconducibili al cogeneratore, al sistema di *upgrading* e alle valvole di emergenza; meno significative sono, invece, le emissioni generate dalle aree di stoccaggio delle biomasse e dai sistemi di alimentazione. Considerato l'elevato potere climalterante del metano – circa 28 volte quello dell'anidride carbonica – un piano di monitoraggio delle perdite è fondamentale per identificare le componenti potenzialmente emissive e, di conseguenza, attuare le giuste contromisure di contenimento. Questo approccio consente di migliorare l'impatto positivo sull'ambiente della tecnologia, oltre ad avere ricadute economiche positive per gli impianti: limitare le perdite di metano, infatti, determina un aumento dei ricavi, poiché viene valorizzata una quota di metano che altrimenti verrebbe persa.

MISURA DEL POTENZIALE RESIDUO DI METANO DEL DIGESTATO E VALUTAZIONE DELL'EFFICIENZA DI DEGRADAZIONE BIOLOGICA

Il grado di conversione biologica della sostanza organica è un indicatore per la corretta gestione operativa dell'impianto di digestione anaerobica. Una biomassa che non viene degradata efficacemente, infatti, determina una minore valorizzazione energetica, un digestato in uscita che presenta ancora un poten-



Figura 1 – Sistema di misura della produzione di metano con prove di fermentazione, su scala laboratorio, delle biomasse (test BMP) e del digestato (test RBP).
Figure 1 – Methane production measurement system with laboratory-scale fermentation tests on biomass (BMP test) and digestate (RBP test).

ziale produttivo di metano inespresso e, quindi, una perdita economica.

L'efficienza di degradazione del processo viene valutata attraverso test di laboratorio in grado di misurare la produzione potenziale di metano delle biomasse al carico (*Biochemical Methane Potential*, BMP) e della produzione residua di metano del digestato in uscita (*Residual Biogas Potential*, RBP). Entrambi i parametri sono misurati attraverso test biologici in *batch* della durata di 28 giorni a 38 °C secondo le norme *UNI EN ISO 11734:2004* e *UNI/TS 11703:2018* (Figura 1). Il confronto tra la produzione residua di metano del digestato e della produzione potenziale delle biomasse, basato sul bilancio di massa della sostanza organica in ingresso (biomasse) e in uscita (biogas e digestato), fornisce un'indicazione della percentuale di metano residuo o potenzialmente ancora ottenibile dal processo biologico (%MR), arrivando a definire l'efficienza dell'impianto.

Il metano residuo potenzialmente ancora producibile dall'impianto non è un parametro da confondere con le emissioni fuggitive di metano dalla vasca di stoccaggio, sebbene i due aspetti siano fortemente legati. Un valore basso di metano residuo è indice di una elevata efficienza di degradazione della sostanza organica e di digestato altamente stabilizzato. Più stabile è il digestato minore è la tendenza ad emettere metano in atmosfera durante la fase di stoccaggio.

STIMA DELLE PERDITE DI METANO DALLA VASCA DI STOCCAGGIO DEL DIGESTATO

Nell'ambito del progetto BioMethane Tracer è stato sviluppato anche un modello previsionale di stima delle emissioni di metano dalla vasca di stoccaggio, basato su: analisi di laboratorio, dati operativi specifici, condizioni ambientali e cinetica microbica di metanazione. Più nel dettaglio, le emissioni di metano dalla vasca di stoccaggio sono influenzate da parametri quali: temperatura del digestato, efficienza di degradazione del processo anaerobico e dinamiche di svuotamento/riempimento della vasca.

La temperatura è un parametro che regola l'attività metabolica dei microrganismi; entro certi limiti, infatti, all'aumentare della temperatura aumenta anche l'attività dei microrganismi con conseguente aumento della produzione di metano. La temperatura del digestato è, dunque, fondamentale per la quantificazione delle perdite dalla vasca di stoccaggio. Poiché le vasche di stoccaggio non sono generalmente dotate di sistemi di misurazione della temperatura del digestato, tale parametro può essere stimato mediante correlazioni con dati ambientali. Il lavoro di Hansen *et al.* fornisce una relazione tra la temperatura dell'aria esterna e la temperatura del digestato. Tuttavia,

BioMethane Tracer - Linee guida per l'individuazione delle emissioni fuggitive di biometano negli impianti di digestione anaerobica è un progetto PR-FESR Emilia-Romagna 2021-2027 - Obiettivo Specifico 1.1: Sviluppare e rafforzare le capacità di ricerca e di innovazione e l'introduzione di tecnologie avanzate - Azione 1.1.2 "Supporto a progetti di ricerca collaborativa dei laboratori di ricerca e delle università con le imprese".

Il progetto è stato coordinato da CRPA Lab, in collaborazione con Proambiente e Clust-ER Greentech e ha coinvolto le aziende AIMAG S.p.A., IREN Ambiente e Tozzi Green. Le attività del progetto sono state supportate dal CIB – Consorzio Italiano Biogas.

Le attività condotte durante il progetto hanno preso in esame quattro diverse tipologie di impianti di digestione anaerobica, finalizzate a raccogliere delle prime indicazioni sui fattori emissivi delle componenti di impianto che possono potenzialmente generare delle perdite di metano. I fattori emissivi medi emersi dallo studio per le quattro casistiche indagate non devono essere presi come riferimento per uno scenario nazionale, ma possono offrire un punto di partenza per ulteriori approfondimenti futuri.

Le esperienze maturate nell'ambito del progetto hanno consentito di redigere delle Linee Guida per il contenimento delle emissioni fuggitive di metano dagli impianti di digestione anaerobica, attraverso l'adozione di buone pratiche di gestione degli impianti.

Le Linee Guida sono messe a disposizione gratuitamente all'interno del fascicolo fornito dal CIB e sono liberamente scaricabili dal sito www.bmtracer.it.

BioMethane Tracer – Guidelines for identifying fugitive biomethane emissions in anaerobic digestion plant is a project PR-FESR Emilia-Romagna 2021-2027 – Obiettivo Specifico 1.1: Sviluppare e rafforzare le capacità di ricerca e di innovazione e l'introduzione di tecnologie avanzate – Azione 1.1.2 "Supporto a progetti di ricerca collaborativa dei laboratori di ricerca e delle università con le imprese".

CRPA Lab coordinated the project, in collaboration with Proambiente and Clust-ER Greentech, and involved the companies AIMAG S.p.A., IREN Ambiente, and Tozzi Green. The project's activities were supported by the CIB – Consorzio Italiano Biogas.

Activities conducted during the project examined four different types of anaerobic digestion plants, with the aim of collecting initial data regarding emission factors of plants components that could potentially generate methane leaks. The average emission factors identified for the four case studies examined should not be taken as a benchmark for a national scenario, but they can be useful as a starting point for further research in the future. Experience gained through this project has made it possible to draft Guidelines for the mitigation of fugitive methane emissions from anaerobic digestion plants through the adoption of Best Practices in plant management

Guidelines are available in the booklet provided by CIB and can be downloaded from the official project webstite www.bmtracer.it.



È possibile contattare il CRPA Lab, coordinatore del progetto, all'indirizzo info@bmtracer.it

For more information, please contact the project coordinator, CRPA Lab (info@bmtracer.it)

poiché il modello utilizzato descrive una situazione tipica del nord Europa, con Biomethane Tracer è stata sviluppata una relazione adattata alle condizioni mediterranee (Figura 2):

$$t = 0{,}63 \bullet t_{aria} + 12{,}44$$

dove "t" è la temperatura del digestato (°C) nella vasca di stoccaggio, mentre "t_{aria}" è la temperatura dell'aria esterna (°C).

La produzione specifica residua di metano misurabile mediante test RBP è strettamente correlata alle emissioni di metano dalla fase di stoccaggio: al diminuire della produzione residua di metano, è attesa una riduzione delle emissioni di metano del digestato.

La gestione agronomica del digestato, le pratiche di svuotamento e di riempimento delle vasche influenzano il tempo di residenza del digestato (HRT) all'interno dello stoccaggio. In particolare, al diminuire del volume di riempimento, aumenta il tempo di residenza del digestato e, di conseguenza, anche la produzione specifica residua di metano dal digestato (Nm^3CH_4/tSV); tuttavia, la quantità totale di metano prodotta (Nm^3CH_4/giorno) diminuisce poiché si riduce la quantità di sostanza organica che potrebbe potenzialmente produrre metano.

I parametri descritti costituiscono le informazioni di *input* del modello di stima delle emissioni di metano dalla vasca di stoccaggio, riportata qui di seguito:

$$Metano\ perso\ dalla\ vasca\ di\ stoccaggio = RBP \bullet \frac{k^s \bullet HRT}{1 + k^s \bullet HRT}$$

dove "RBP" è il potenziale di metano residuo del digestato, "k^s" è la cinetica di conversione della sostanza organica in metano – influenzata dalla temperatura – e "HRT" è il tempo di residenza del digestato nella vasca di stoccaggio.

CALCOLO DEL FATTORE EMISSIVO DI METANO DALLA VASCA DI STOCCAGGIO DEL DIGESTATO

Il fattore emissivo di metano (EF CH_4) è la percentuale di metano emesso (Q_E, espresso come Sm^3/ora o kg/ora) rispetto alla produzione complessivamente generata dell'impianto (Q_G, espresso come Sm^3/ora o kg/ora). Quest'ultima è la somma della quota di metano prodotto e valorizzato come energia elettrica in cogenerazione, oppure di biometano prodotto (Q_P, espresso come Sm^3/ora o kg/ora) e le perdite di metano (Q_E). La quantità di metano prodotta dall'impianto è un dato operativo noto, mentre non sempre è possibile determinare la totalità di metano persa, cioè prodotta dall'impianto ma non valorizzata come energia rinnovabile (energia elettrica o biometano). Al fine di una semplificazione del calcolo, il metano generato (Q_G) può essere assunto come il metano prodotto dalla miscela di biomasse in ingresso all'impianto (tSV/ora) e misurato attraverso test BMP (espresso come Sm^3CH_4/tSV).

$$EF\ CH_4 = \frac{Q_E}{Q_G} = \frac{Q_E}{Q_P + Q_E} = \frac{Q_E}{SV_{in} \bullet BMP}$$

Il metano emesso (Q_E) può riferirsi alla singola componente che può determinare perdite di metano – come, per esempio, alla vasca di stoccaggio del digestato, alle valvole di emergenza, al cogeneratore, all'*upgrading* – oppure alla sommatoria delle perdite di tutte le componenti, definendo in questo modo le emissioni fuggitive complessive dell'impianto.

In questo articolo viene affrontato solo l'impatto delle emissioni derivanti dalla vasca di stoccaggio sulla produzione complessiva dell'impianto.

CASI STUDIO ANALIZZATI

L'attività di ricerca ha esaminato due differenti casi studio, caratterizzati da diverse biomasse in alimentazione, parametri di processo e gestione dell'impianto riepilogati in tabella 1.

I digestati dei due impianti presentano valori di metano residuo potenzialmente ancora producibile dall'impianto (MR%) molto diversi tra loro e pari al 20,5% e al 7,8%, rispettivamente per l'impianto 1 e 2. Questa variabilità è da ricondurre al dimensionamento dei due impianti: l'impianto 1 presenta un tempo di ritenzione idraulica probabilmente non sufficiente a garantire la completa degradazione delle biomasse; mentre l'impianto 2 presenta un tempo di ritenzione idraulica sufficiente a garantire una corretta degradazione delle biomasse e stabilizzazione del digestato. *[Studi condotti in precedenza da CRPA hanno dimostrato che valori di metano residuo del 7-8% sono tipici di impianti ottimizzati, ben dimensionati e gestiti correttamente.]*

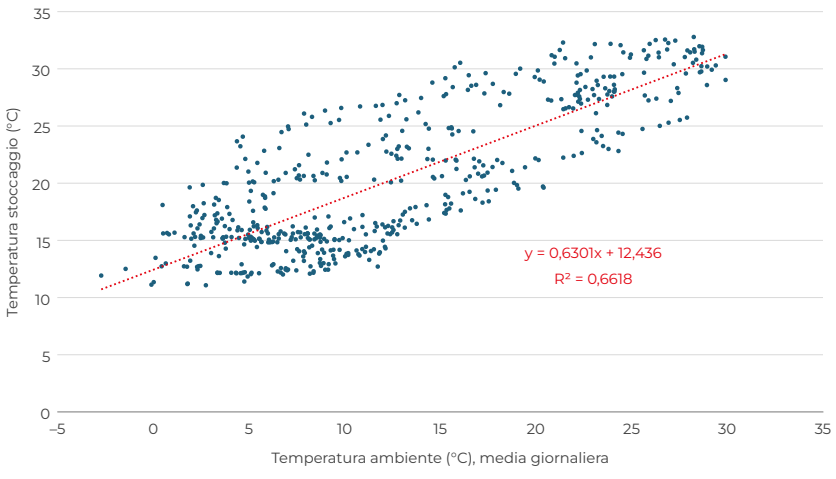


Figura 2 – Relazione tra temperatura dell'aria esterna e temperatura del digestato.

Il modello di calcolo per la stima del metano emesso dalla vasca di stoccaggio, ha riportato valori medi su un'annualità pari a 2 Sm^3CH_4/ora per l'impianto 1 e a 1,4 Sm^3CH_4/ora per l'impianto 2. Applicando il modello, è stata stimata l'incidenza delle perdite di metano rispetto alla produzione complessiva dei due impianti durante la fase di stoccaggio del chiarificato liquido senza recupero del biogas, risultata essere pari a 2,8%. per l'impianto 1 e a 0,5% per l'impianto 2. Si dimostra, quindi, come l'efficienza

di degradazione possa influenzare le emissioni durante lo stoccaggio e come una copertura per almeno i primi 30 giorni possa permettere un efficientamento significativo della sostenibilità ambientale degli impianti.

RICADUTE POSITIVE PER IL SETTORE

Il modello di calcolo ottimizzato dal progetto BioMethane Tracer consente di quantificare le perdite dalla vasca di stoccaggio del digestato sulla base di semplici analisi di laboratorio. Questo modello è stato integrato in un servizio di monitoraggio delle emissioni fuggitive, sviluppato appositamente per individuare le componenti critiche e quantificare le perdite rispetto alla produzione complessiva dell'impianto.

L'applicazione di questo strumento offre importanti ricadute per il settore, poiché l'analisi del potenziale residuo fornisce indicazioni precise per ottimizzare la gestione dell'impianto. Ciò garantisce una maggiore valorizzazione e sfruttamento delle biomasse, permettendo al contempo di ridurre significativamente gli impatti sull'ambiente.

	Impianto 1	**Impianto 2**
Tipologia	Agricolo	Agricolo
Biomasse	Liquame e letame bovino	Colture vegetali, sottoprodotti dell'industria molitoria
Tempo di ritenzione idraulica – HRT (giorni)	30	99
Carico Organico Volumetrico – COV (kgSV/ m³ digestore/giorno)	2,2	2,8
Gestione del digestato	Separazione solido/ liquido del digestato e stoccaggio della frazione chiarificata in vasca di stoccaggio senza recupero biogas	Separazione solido/ liquido del digestato e stoccaggio della frazione chiarificata in vasca di stoccaggio senza recupero biogas
Capacità produttiva nominale (Sm^3CH_4/ora)	84 (330 kWe)	294 (999 kWe)
Metano residuo – MR (%)	20,5	7,8

Tabella 1 – Caratteristiche dei due impianti monitorati.

Model for estimating fugitive methane emissions from the digestate storage tank

Limiting methane leaks from the digestate storage tank, with systems to capture residual biogas, makes it possible to reduce methane emissions into the atmosphere and recover an additional portion of the methane.

Anaerobic digestion makes a significant contribution to achieving national targets to produce renewable energy as a replacement for fossil fuels. However, suboptimal plant management or the natural wear and tear of some components can lead to involuntary methane leaks (fugitive emissions), which reduce the environmental efficiency of the supply chain.

According to scientific literature, the digestate storage tank without biogas recovery represents the most significant emission source. Other significant leaks are associated with the combined heat and power unit, the upgrading system, and the pressure relief valves; instead, emissions generated by biomass storage areas and feeding systems are less significant. Given methane's high global warming potential – about 28 times that of carbon dioxide – a leak monitoring plan is essential for identifying potentially emissive components and, consequently, taking the appropriate containment measures. This approach helps enhance the technology's positive impact on the environment, while also having positive economic benefits for the plants: limiting methane leaks, in fact, increases revenues, since a portion of methane that would otherwise be lost is put to use..

RESIDUAL METHANE POTENTIAL TEST OF DIGESTATE AND EVALUATION OF THE BIOLOGICAL DEGRADATION EFFICIENCY

The biological conversion rate of organic matter is an indicator of the proper management of an anaerobic digestion plant. Biomass that is not effectively degraded, in fact, results in lower energy recovery, yielding a digestate with unexploited methane production potential, and therefore represents an economic loss.

The degradation efficiency of the process is evaluated through laboratory tests capable of measuring the Biochemical Methane Potential (BMP) of the biomass fed into the plants and the Residual Biogas Potential (RBP) of the digestate. Both parameters are measured through 28-day biological tests carried out on a batch scale at 38 °C in accordance with UNI EN ISO 11734:2004 and UNI/TS 11703:2018 (Figure 1). A comparison between the residual methane production of the digestate and the potential production of the biomass provides a percentage of residual methane or methane that is potentially still recoverable from the biological process (%MR), thereby defining

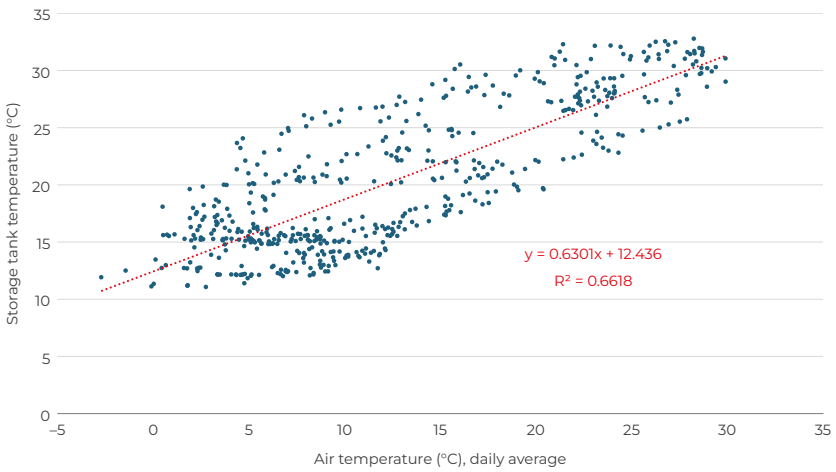


Figure 2 – Relationship between outdoor air temperature and digestate temperature.

vides a relationship between outdoor air temperature and digestate temperature. However, since the model used describes a situation typical of Northern Europe, BioMethane Tracer developed a relationship adapted to Mediterranean conditions (Figure 2)

$$t = 0{,}63 \bullet t_{air} + 12{,}44$$

where "t" is the digestate temperature (°C) in the storage tank, while "t_{air}" is the outdoor air temperature (°C).

The specific residual methane production, measurable via the RBP test, is closely related to methane emissions from the storage phase: as the residual methane production decreases, a reduction in methane emissions from the digestate is expected.

the efficiency of the plant.

Residual methane that could potentially still be produced by the plant should not be confused with fugitive methane emissions from the digestate storage tank, although the two aspects are closely related. A low residual methane value indicates high efficiency in the degradation of organic matter and a highly stabilized digestate. The more stable the digestate, the lower the tendency to emit methane into the atmosphere during the storage phase.

The agronomic management of digestate, specifically the practices for emptying and filling, influences the hydraulic retention time (HRT) of the digestate within the storage tank. In particular, as the tank's fill volume decreases, the residence time of the digestate increases and, consequently, so does the specific residual methane production from the digestate (Nm^3CH_4/tVS); however, the total amount of methane produced (Nm^3CH_4/day) decreases because the amount of organic matter that could potentially produce methane is reduced.

ESTIMATION OF METHANE LEAKS FROM DIGESTATE STORAGE TANK

As part of the BioMethane Tracer project, a predictive model was also developed to estimate methane emissions from the digestate storage tank based on: laboratory analyses, plant-specific operational data, environmental conditions, and microbial kinetics of methane production. More specifically, methane emissions from the digestate storage tank are influenced by parameters such as: digestate temperature, degradation efficiency of the anaerobic process, and the tank's emptying/filling dynamics.

Temperature is a parameter that regulates the metabolic activity of microorganisms; within certain limits, in fact, as the temperature rises, the microbial activity also increases, resulting in increased methane production. The digestate temperature is therefore essential for quantifying methane leaks from the digestate storage tank. Since storage tanks are generally not equipped with a system for measuring digestate temperature, this parameter can be estimated using correlations with environmental data. The work of Hansen et al. pro-

	Plant 1	Plant 2
Type	Agricultural	Agricultural
Biomass	Slurry and cattle manure	Crops, by-products of the milling industry
Hydraulic retention time – HRT (days)	30	99
Organic Loading Rate – OLR (kgSV/m3 digester/ day)	2.2	2.8
Digestate management	Solid-liquid separation of the digestate and storage of the liquid fraction in a storage tank without biogas recovery systems	Solid-liquid separation of the digestate and storage of the liquid fraction in a storage tank without biogas recovery systems
Nominal production capacity (Sm3CH4/hour)	84 (330 kWe)	294 (999 kWe)
Residual methane – MR (%)	20.5	7.8

Table 1 – Characteristics of the two monitored plants.

The parameters described above constitute the input data for the model estimating methane emissions from the digestate storage tank, as shown below:

$$Methane\ leaks\ from\ digestate\ storage\ tank = RBP \bullet \frac{k^s \bullet HRT}{1 + k^s \bullet HRT}$$

where "RBP" is the residual methane potential of the digestate, "k^s" is the rate of conversion of organic matter to methane – influenced by temperature – and "HRT" is the hydraulic retention time of the digestate in the storage tank

CALCULATION OF THE EMISSION FACTOR FROM THE DIGESTATE STORAGE TANK

The methane emission factor (EF CH_4) is the percentage of methane emitted (Q_E, expressed as Sm^3/hour or kg/hour) relative to the plant's total production (Q_G, expressed as Sm^3/hour or kg/hour). The latter is the sum of the amount of methane produced and utilized as electricity in cogeneration, or biomethane produced (Q_P, expressed as Sm^3/hour or kg/hour), and methane leaks (Q_E). The amount of methane produced by the plant is a known operational value, whereas it is not always possible to determine the total amount of methane leaks, that is, methane produced by the plant but not utilized as renewable energy (electricity or biomethane). To simplify the calculation, the methane produced (Q_G) can be assumed to be the methane produced from the mix of biomass fed into the plant (tVS/hour) and measured through the BMP test (expressed as Sm^3CH_4/tSV).

$$EF\ CH_4 = \frac{Q_E}{Q_G} = \frac{Q_E}{Q_P + Q_E} = \frac{Q_E}{SV_{in}\ x\ BMP}$$

Methane emitted (Q_E) may refer to a single component that can cause methane leaks – such as the digestate storage tank, pressure relief valves, combined heat and power unit, upgrading system – or to the sum of leaks from all components, thereby defining the total fugitive emissions from the plant. This article addresses only the impact of emissions from the digestate storage tank on the plant's overall production.

CASE STUDIES ANALYZED

The research study examined two different case studies, characterized by different feedstock types, process parameters, and plant management, as summarized in Table 1.

The digestates from the two plants show very different values for residual methane that could potentially still be produced by the plant (MR%), amounting to 20.5% and 7.8% for Plant 1 and Plant 2, respectively. This variability is due to the sizing of the two plants: Plant 1 likely has a hydraulic retention time that is insufficient to ensure complete degradation of the biomass; Plant 2, instead, has a hydraulic retention time sufficient to ensure proper degradation of the biomass and stabilization of the digestate. *[Studi condotti in precedenza da CRPA hanno dimostrato che valori di metano residuo del 7-8% sono tipici di impianti ottimizzati, ben dimensionati e gestiti correttamente.]*

The calculation model for estimating the methane emitted from the digestate storage tank reported average annual values of 2 Sm^3CH_4/hour for plant 1 and 1.4 Sm^3CH_4/hour for plant 2. Applying the model, the proportion of methane leaks relative to the overall production of the two plants during the storage phase of the clarified liquid fraction without biogas recovery systems was estimated, amounting to 2.8% for Plant 1 and 0.5% for Plant 2. This demonstrates how degradation efficiency can influence emissions during storage and how covering the digestate storage area for at least the first 30 days can enable a significant improvement in the environmental sustainability of the plants.

POSITIVE IMPACT ON THE SECTOR

The calculation model optimized as part of the BioMethane Tracer project makes it possible to quantify leaks from the digestate storage tank based on simple laboratory analyses. This model has been integrated into a fugitive emissions monitoring service, developed specifically to identify critical components and quantify leaks relative to the plant's total production.

The application of this tool offers significant benefits for the sector, as the analysis of the residual potential provides precise guidance for optimizing plant management. This ensures greater valorization and utilization of biomass, while also making it possible to significantly reduce environmental impacts.

BIBLIOGRAFIA BIBLIOGRAPHY

Bakkaloglu, S., Cooper, J., & Hawkes, A. (2022). Methane emissions along biomethane and biogas supply chains are underestimated. One Earth, 5(6), 724-736. https://doi.org/10.1016/j.oneear.2022.05.012

Hansen T. L., Sommer S. G., Gabriel S. R., Christensen T. H. (2006). Methane production during storage of anaerobically digested municipal organic waste. Journal of environmental quality, 35(3), 830-836. https://doi.org/10.2134/jeq2005.0239

Weinrich S., Schäfer F., Bochmann G., Liebetrau J.,. Value of batch tests for biogas potential analysis: method comparison and challenges of substrate and efficiency evaluation of biogas plants. Murphy, J.D. (Ed.) IEA Bioenergy Task 37, 2018: 1 (2018).

Garuti, M., Sinisgalli, E., Soldano, M., Rodriguez, A. J., & Fermoso, F. G. (2023). Biochemical conditions for anaerobic digestion of agricultural feedstocks: a full-scale study linking elements concentration and residual methane potential. Biomass and Bioenergy, 176, 106899. https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2023.106899



News dai progetti

di Francesca Dall'Ozzo

Value4Farm

VERSO LA CONCLUSIONE: BILANCIO E PROSPETTIVE PER LE RINNOVABILI IN AGRICOLTURA

I partner del progetto europeo VALUE4FARM si sono riuniti a inizio ottobre a Selfoss, in Islanda, per fare il punto sulle attività in vista del termine dell'iniziativa, previsto per febbraio 2027. Con soli cinque mesi rimasti prima della chiusura, questo è il momento per coordinare i messaggi chiave e massimizzare l'impatto dei risultati, così da assicurarne la piena diffusione.

Cuore dell'incontro è stato il confronto sui siti dimostrativi attivi in Belgio, Danimarca e Italia. Le evidenze raccolte sul campo confermano l'efficacia delle soluzioni energetiche rinnovabili testate, fondamentali per rafforzare la sostenibilità delle imprese agricole attraverso una maggiore autosufficienza energetica, una spinta concreta all'economia circolare e l'ottimizzazione delle pratiche di recupero dei nutrienti. Spazio anche agli strumenti pratici a servizio del settore: è stato presentato lo stato di sviluppo del Decision Support Tool di VALUE4FARM, applicativo ora accessibile online, ideato per guidare gli agricoltori nella valutazione di soluzioni rinnovabili su misura per i propri fabbisogni produttivi. L'incontro di Selfoss ha infine avviato l'organizzazione della Conferenza Finale, in programma a febbraio 2027 durante Bio360 a Nantes: un appuntamento strategico per presentare i risultati definitivi e gli strumenti sviluppati a supporto degli agricoltori.

HEADING TOWARDS THE CONCLUSION: REVIEW AND OUTLOOK FOR RENEWABLES IN AGRICULTURE

In early October, partners of the European project VALUE4FARM gathered in Selfoss, Iceland, to take stock of activities ahead of the initiative's conclusion, scheduled for February 2027. With only five months remaining before the end of the project, this is the crucial moment to coordinate key messages and maximise the impact of the findings to ensure their widespread dissemination.

At the core of the meeting was the exchange on demonstration sites operating in Belgium, Denmark, and Italy. Evidence gathered from the field confirms the effectiveness of the tested renewable energy solutions, which play a vital role in strengthening farm sustainability through greater energy self-sufficiency, a tangible boost to circular economy practices, and the optimisation of nutrient recovery. mple focus was also dedicated to practical tools serving the sector: partners presented the latest development status of the VALUE4FARM Decision Support Tool, an application now available online, designed to guide farmers in evaluating renewable energy solutions tailored to their specific pro-

INQUADRA IL QR CODE E SCOPRI COME FUNZIONA IL DECISION SUPPORT TOOL

SCAN THE QR CODE TO DISCOVER HOW THE DECISION SUPPORT TOOL WORKS

duction needs. Finally, the Selfoss meeting kicked off preparations for the Final Conference, scheduled for February 2027 during Bio360 in Nantes: a strategic event to unveil the final project results and the support tools developed for farmers.

FERTICOM_ZOO: DAI REFLUI ZOOTECNICI AI FERTILIZZANTI DEL FUTURO

In Lombardia muove i primi passi FERTICOM_ZOO, progetto finanziato dal PEI AGRI (PSR Lombardia) che punta a trasformare effluenti e digestati in fertilizzanti commerciali rinnovabili. Guidato dall'Associazione Regionale Allevatori della Lombardia (ARAL) insieme a CRPA, CIB, Cooperativa San Lorenzo e sei aziende agricole, il progetto risponde alle sfide dell'agricoltura circolare. L'obiettivo è riequilibrare il surplus di nutrienti (azoto e fosforo) nella Pianura Padana, riducendo l'impiego di concimi chimici ed evitando fino a 10 kg CO_2eq di emissioni per m^3 trattato. Strumento chiave dell'iniziativa è uno strumento software DSS libero e accessibile via web: un supporto digitale per elaborare studi di fattibilità tecnico-economica dedicati alla creazione di Poli Consortili di trattamento centralizzato.

FERTICOM_ZOO: FROM LIVESTOCK WASTE TO THE FERTILIZERS OF THE FUTURE

In Lombardy, FERTICOM_ZOO is taking its first steps. Funded by EIP-AGRI (RDP Lombardy), this project aims to turn livestock effluents and digestates into renewable commercial fertilizers. Led by the Regional Breeders Association of Lombardy (ARAL) in partnership with CRPA, CIB, Cooperativa San Lorenzo, and six agricultural enterprises, the initiative responds directly to the challenges of circular farming. The main goal is to balance the nutrient surplus (nitrogen and phosphorus) in the Po Valley, decreasing reliance on synthetic fertilizers and avoiding up to 10 kg CO_2eq of emissions per m^3 treated. A key deliverable is a free, web-accessible Decision Support System (DSS) software—a digital tool designed to run technical and economic feasibility studies for establishing centralized consortium treatment hubs.

ZOOTECNICHE
CREMONA INTERNATIONAL EXHIBITION
DAL 26 AL 28 NOVEMBRE 2026

FIERE ZOOTECNICHE INTERNAZIONALI DI CREMONA: DUE APPUNTAMENTI PER APPROFONDIRE LE SFIDE DELLA ZOOTECNIA DA LATTE E IL RECUPERO DEI NUTRIENTI.

GIOVEDÌ 26 NOVEMBRE
11.30 13.00
AREA EVENTI INNOVATION HUB PAD.2.
"La zootecnia da latte e la sfida del cambiamento climatico: fare le scelte giuste" Evento organizzato insieme al progetto PSR Produrre

GUARDA IL PROGRAMMA

PRODURRE

VENERDÌ 27 NOVEMBRE
11.30 13.00
AREA EVENTI INNOVATION HUB PAD.2.
"Il recupero dei nutrienti da effluenti zootecnici e digestati agricoli: tecnologie, mercato, opportunità" Evento organizzato insieme al progetto PSR FertiCom_Zoo

GUARDA IL PROGRAMMA

FERTICOM_ZOO



News dal Mondo

di Giulia Regini

STATI UNITI



Fonte/Source:

www.bioenergy-news.com/news/anaerobic-digestion-could-cut-dairy-carbon-footprint-by-20-study-finds

STUDIO PENN STATE: LA DIGESTIONE ANAEROBICA RIDUCE DEL 20% L'IMPRONTA DI CARBONIO DEL SETTORE LATTIERO-CASEARIO

Uno studio condotto dalla Penn State University e finanziato dal dipartimento dell'agricoltura statunitense (USDA) ha rivelato che la digestione anaerobica di letame bovino e biomasse erbacee può ridurre l'impronta di carbonio della produzione di latte di oltre il 20%. L'analisi del ciclo di vita dimostra che la co-digestione cattura le emissioni di metano della stalla producendo al contempo energia rinnovabile e digestato ad alto valore nutrizionale. Lo studio evidenzia tuttavia la necessità di un'attenta gestione dei residui di digestione per evitare perdite indirette di azoto e massimizzare i benefici ambientali ed economici per gli allevatori.

PENN STATE STUDY: ANAEROBIC DIGESTION CUTS DAIRY CARBON FOOTPRINT BY 20%

A study conducted by Penn State University and funded by the United States Department of Agriculture (USDA) reveals that anaerobic co-digestion of cattle manure and herbaceous crops can reduce the carbon footprint of milk production by over 20%. The life-cycle assessment demonstrates that co-digestion captures farmyard methane emissions while simultaneously generating renewable energy and nutrient-rich digestate. However, the study highlights the necessity of precise digestate management to prevent indirect nitrogen losses and to maximize environmental and economic benefits for dairy farmers.



SUDAFRICA



Fonte/Source:
news.mongabay.com/short-article/2026/08/south-africa-school-uses-cattle-dung-to-generate-biogas-for-cooking-meals

SUDAFRICA: UNA SCUOLA USA IL LETAME BOVINO PER PRODURRE BIOGAS E CUCINARE PASTI CALDI

Nella provincia di KwaZulu-Natal, la scuola primaria Phuzukhemisi ha installato un digestore anaerobico alimentato con il letame fornito dagli allevatori della comunità locale. L'impianto converte le deiezioni bovine in biogas, utilizzato direttamente nei fornelli della mensa per preparare i pasti quotidiani degli studenti. La soluzione ha permesso all'istituto di sostituire l'uso di legna da ardere e GPL, abbattendo i costi di gestione e riducendo l'impronta carbonica. Oltre ai benefici energetici, il digestato residuo viene impiegato come fertilizzante nell'orto scolastico, trasformando l'impianto in un laboratorio didattico di economia circolare per gli alunni.

SOUTH AFRICA: SCHOOL USES CATTLE DUNG TO PRODUCE BIOGAS FOR MEAL PREPARATION

In the KwaZulu-Natal province, Phuzukhemisi Primary School has installed an anaerobic digester powered by manure provided by local community farmers. The system converts bovine waste into biogas, which is fed directly into kitchen stoves to cook daily meals for students. This solution enabled the school to replace firewood and LPG, cutting operating expenses and lowering its carbon footprint. In addition to energy benefits, the remaining digestate is utilized as fertilizer in the school garden, turning the facility into a hands-on circular economy learning lab for pupils.



INDIA/GIAPPONE



Fonte/Source:
www.gnvmagazine.com/en/india-and-japan-strengthen-green-energy-ties-with-biogas-cng-and-methane-plant-expansion

INDIA E GIAPPONE RAFFORZANO LA COOPERAZIONE SULL'ENERGIA VERDE CON NUOVI IMPIANTI DI BIOGAS E BIO-CNG

India e Giappone hanno siglato una partnership strategica per accelerare lo sviluppo di tecnologie a idrogeno, biogas e gas naturale compresso (CNG) rinnovabile. L'accordo punta all'espansione di infrastrutture dedicate alla produzione di bio-CNG e biometano a partire da residui agricoli (come le paglie di riso) e rifiuti urbani. L'iniziativa combina l'esperienza tecnologica giapponese con il massiccio potenziale di materia prima dell'India. Oltre alla riduzione delle emissioni nel settore dei trasporti e dell'industria, la cooperazione punta a mitigare l'inquinamento atmosferico legato all'abbruciamento delle stoppie e a diminuire la dipendenza dell'India dalle importazioni di combustibili fossili.

INDIA AND JAPAN STRENGTHEN GREEN ENERGY TIES WITH BIOGAS, BIO-CNG, AND METHANE EXPANSION

India and Japan have strengthened their strategic partnership to accelerate the deployment of green hydrogen, biogas, and renewable compressed natural gas (Bio-CNG). The agreement focuses on scaling up production facilities that convert agricultural residues (such as paddy straw) and municipal waste into Bio-CNG and biomethane. The initiative pairs Japanese technological expertise with India's massive feedstock availability. Beyond decarbonising heavy transport and industry, the joint effort aims to reduce air pollution caused by stubble burning and decrease India's reliance on fossil fuel imports.

News dalle aziende

ALIMENTAZIONE DEI SOLIDI: UN IMPIANTO BIOGAS DELLA BERGAMASCA PUNTA SULLA MIXXPUMP

Negli impianti biogas, la gestione delle biomasse solide rappresenta una fase strategica per garantire un processo stabile ed efficiente. Quando i sistemi di alimentazione raggiungono la fine del loro ciclo operativo, la sostituzione diventa l'occasione per introdurre soluzioni in grado di semplificare la gestione dell'impianto e migliorare le attività quotidiane degli operatori. È quanto avvenuto in un impianto della Bergamasca che ha recentemente intrapreso un intervento di revamping della propria linea di alimentazione dei solidi.

Per affrontare questa fase di aggiornamento tecnologico, il gestore ha scelto di installare la MixXPump di Vogelsang, una soluzione progettata per miscelare e convogliare le biomasse al digestore in un unico passaggio. Grazie alla sua configurazione compatta, il sistema si è integrato facilmente nell'impianto esistente, consentendo di valorizzare le strutture già presenti.

Nella valutazione della nuova tecnologia hanno avuto un ruolo importante alcuni aspetti pratici, come la facilità di accesso ai componenti principali e la possibilità di rimuovere rapidamente eventuali materiali indesiderati presenti nelle biomasse. La tecnologia integra un sistema che consente di compensare progressivamente l'usura dei componenti interni, contribuendo a preservarne le prestazioni nel tempo.



A distanza di tempo dall'installazione, l'esperienza dell'operatore evidenzia una gestione più semplice del processo di alimentazione e una maggiore praticità nelle attività operative. Un esempio concreto di come l'innovazione tecnologica possa supportare gli impianti biogas nel percorso di efficientamento dei processi.

I visitatori di Ecomondo 2026 potranno approfondire il funzionamento della MixXPump direttamente presso lo **stand Vogelsang – pad. B7/D7 stand 006**, dove saranno presentate le più recenti soluzioni sviluppate per supportare gli operatori del settore biogas e biometano nell'ottimizzazione dei propri impianti.



Impianti di biogas upgrading per produzione di Biometano e CO_2

Tecno Project Industriale (TPI) è un'azienda italiana parte del Gruppo SIAD.
TPI è specializzata nella progettazione, approvvigionamento e costruzione di impianti biogas upgrading, liquefazione biometano e anidride carbonica.

- Consolidato know-how dal 1987
- Impianti standard e tailor-made per ogni esigenza
- Fornitura impianti chiavi in mano
- Consumi ridotti per un impatto ambientale ecosostenibile
- Assistenza tecnica continua e manutenzione 4.0
- Controllo remoto dedicato 24/7

Il know how sviluppato da TPI al proprio interno offre due tipologie di soluzioni (membrane polimeriche e solventi selettivi). Entrambe le soluzioni garantiscono un'altissima selettività e un'eventuale produzione successiva di Bio-GNL.

TECNO PROJECT INDUSTRIALE
Liquefazione, estrazione e produzione CO_2,
Biogas Upgrading, Liquefazione biometano

tecnoproject.com

TPI TECNO PROJECT INDUSTRIALE
SIAD Group



CIB NEWS MERCATO

IL CIB COMPILA SU BASE MENSILE INFOCIB, UN BOLLETTINO DI MONITORAGGIO DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA, DEL GAS, DEL BIOGAS E DEL BIOMETANO CON LA FINALITÀ DI FORNIRE INFORMAZIONI CON CARATTERE RICORRENTE AI PRODUTTORI SULL'ANDAMENTO DEI PRINCIPALI PARAMETRI E CONSISTENZA DEI MERCATI.

SULLA BASE DELL'ULTIMO BOLLETTINO DISPONIBILE (AGOSTO 2026) SI POSSONO RICAVARE LE SEGUENTI INFORMAZIONI DI SINTESI.

IL BOLLETTINO SI PRESENTA SUDDIVISO NELLE SEGUENTI SEZIONI:

- **FOCUS MERCATI** CON UN BREVE RESOCONTO DELLE NOVITÀ DEL PERIODO
- **BIOMETANO IN RETE** CON PREZZO MGP-GAS / PREZZO RITIRO GSE BIOMETANO AVANZATO
- **METANO PER TRASPORTO** CON PREZZO MEDIO NAZIONALE ALLA POMPA GAS-AUTO E LIQUEFATTO
- **MERCATI AMBIENTALI** CON PREZZO ASTE PRIMARIE CO_2 E PREZZO MEDIO MENSILE GARANZIE D'ORIGINE
- **ELETTRICITÀ** CON PREZZO ENERGIA ELETTRICA BASE LOAD E PMG IN ACCONTO PER IMPIANTI A BIOGAS



Con questo bollettino, viene inserita una nuova sezione di monitoraggio mensile sui mercati ambientali con analisi dell'andamento delle garanzie di origine di biometano negli altri usi e dei trend delle quotazioni delle quote di CO_2, utile ai fini delle valutazioni in ambito ETS.

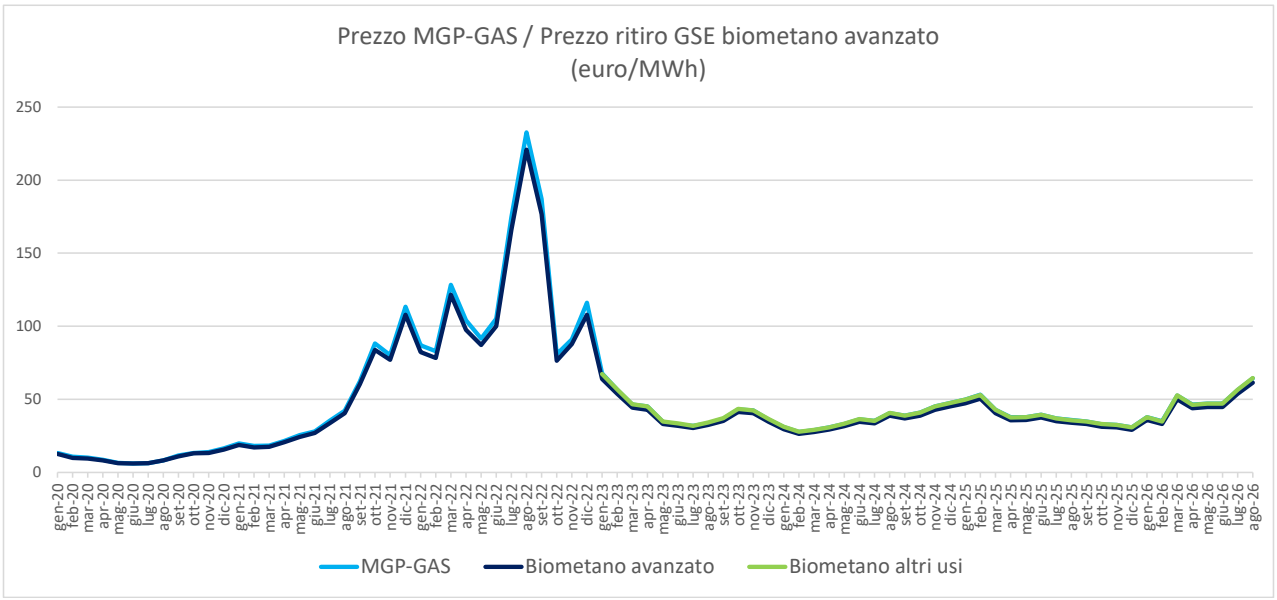
Per le garanzie di origine di biometano negli altri usi verranno pubblicati gli esiti delle transazioni mensili sulla piattaforma M-GO gestita dal GME: i valori sono di interesse per il calcolo della tariffa premio per gli impianti di produzione di biometano incentivati ai sensi del DM2022.

Per quanto riguarda invece le quote di CO_2, verranno presentati i risultati delle aste primarie degli EuropeanUnion Allowance, così come pubblicati dalla piattaforma EEX.



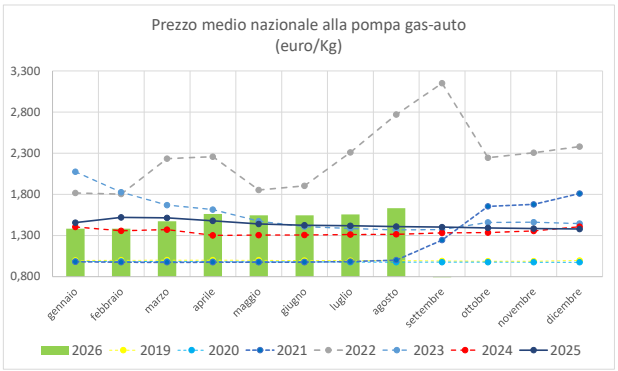
Il valore del biometano ad agosto 2026 è di:

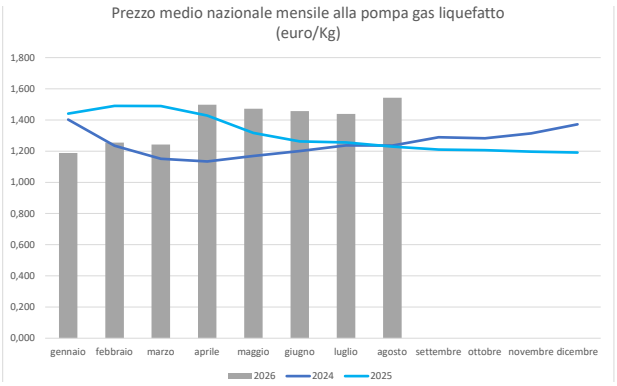
- **MGP-GAS 64,40€/MWh**
- **Biometano avanzato 61,30 €/MWh**
- **Biometano altriusi MPGAS 65,43 €/MWh**





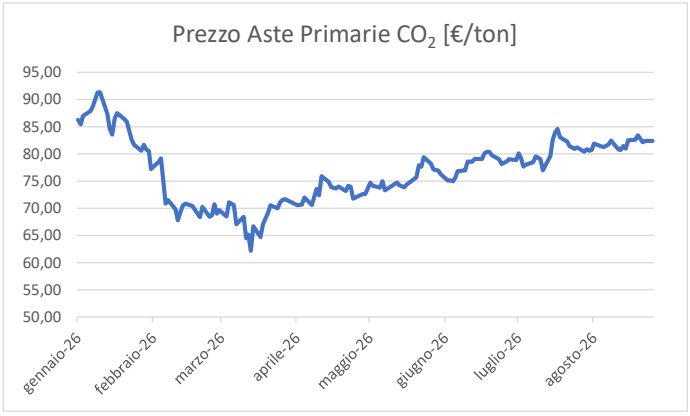
Il prezzo medio nazionale del gas compresso alla pompa per trasporti ad agosto 2026 è stato pari a 1,631 euro/Kg, +4,75% rispetto al mese precedente, +13,67% rispetto alla media annuale 2025.
Il prezzo medio nazionale del gas liquefatto alla pompa per trasporti ad agosto 2026 è stato pari a 1,543euro/Kg, +7,21% rispetto al mese precedente, +17,77% rispetto alla media annuale 2025.







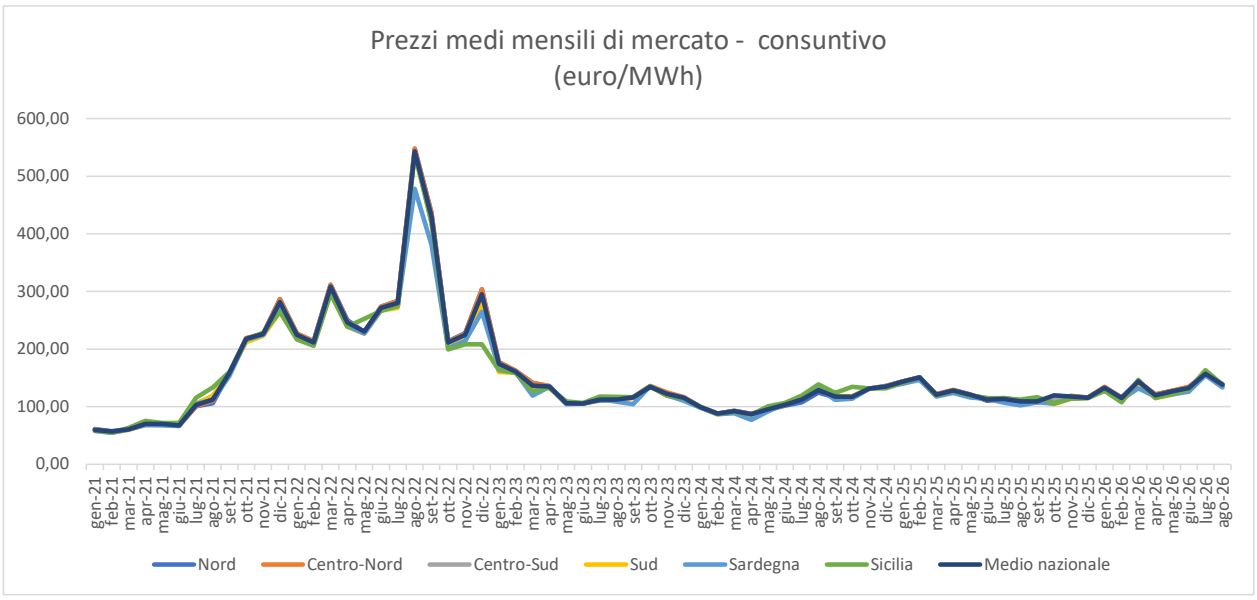
Il prezzo medio di agosto 2026 è stato pari a 81,63 €/ton CO_2 in aumento di 2% rispetto al mese precedente e del 6% rispetto alla media dall'inizio del 2026.
Il prezzo medio mensile delle Garanzie di Origine del biometano per altri usi è da considerarsi nullo sia per il mese di luglio che di agosto, non essendoci stati scambi sulla piattaforma M-GO gestita dal GME. Nelle precedenti sessioni del 2026, in cui si sono registrati degli scambi, il prezzo medio di riferimento è stato compreso fra 6,50 €/MWh e 7,55 €/MWh.



Mese Asta	M-GO (€/MWh)
gen-26	
feb-26	
mar-26	6,5
apr-26	6,5
mag-26	
giu-26	7,55
lug-26	
ago-26	



Il prezzo dell'energia elettrica base load venduta nel mese di agosto 2026 è pari a 137,73 euro/MWh, -12,3% rispetto al valore del mese precedente, il 113,4% della media annuale 2025.
Il prezzo rilevato è una media mensile dei prezzi di vendita nel mercato all'ingrosso, indice del valore che la produzione di elettricità da biogas riceverebbe quando venduta nel mercato.



PMG IN ACCONTO PER IMPIANTI A BIOGAS (ANNO 2026)

Di seguito si riportano, in una tabella esemplificativa, ma non esaustiva, i valori dei PMG in acconto, divisi per trimestre, espressi in [€/MWh] così come riportati nel bollettino ufficiale del GSE. I dati si riferiscono al bollettino più aggiornato al momento della redazione della rivista, ovvero agosto 2026.

$PMG_{,acconto}$ [€/MWh] PRIMO TRIMESTRE 2026			
Fonte alimentazione	***Taglia di potenza***	$PMG_{,acconto}$ ***Impianti non cogenerativi***	$PMG_{,acconto}$ ***Impianti cogenerativi***
Biogas	***P≤ 0,3 MW***	209	188
	P > 0,3 MW P ≤ 1 MW	205	183
	P > 1 MW	204	182

$PMG_{,acconto}$ [€/MWh] SECONDO TRIMESTRE 2026			
Fonte alimentazione	***Taglia di potenza***	$PMG_{,acconto}$ ***Impianti non cogenerativi***	$PMG_{,acconto}$ ***Impianti cogenerativi***
Biogas	***P≤ 0,3 MW***	209	188
	P > 0,3 MW P ≤ 1 MW	205	183
	P > 1 MW	204	182

$PMG_{,acconto}$ [€/MWh] TERZO TRIMESTRE 2026			
Fonte alimentazione	***Taglia di potenza***	$PMG_{,acconto}$ ***Impianti non cogenerativi***	$PMG_{,acconto}$ ***Impianti cogenerativi***
Biogas	***P≤ 0,3 MW***	209	188
	P > 0,3 MW P ≤ 1 MW	205	183
	P > 1 MW	204	182

Soci CIB

31 NUOVI SOCI

+10 SOCI ORDINARI

+3 SOCI ADERENTE

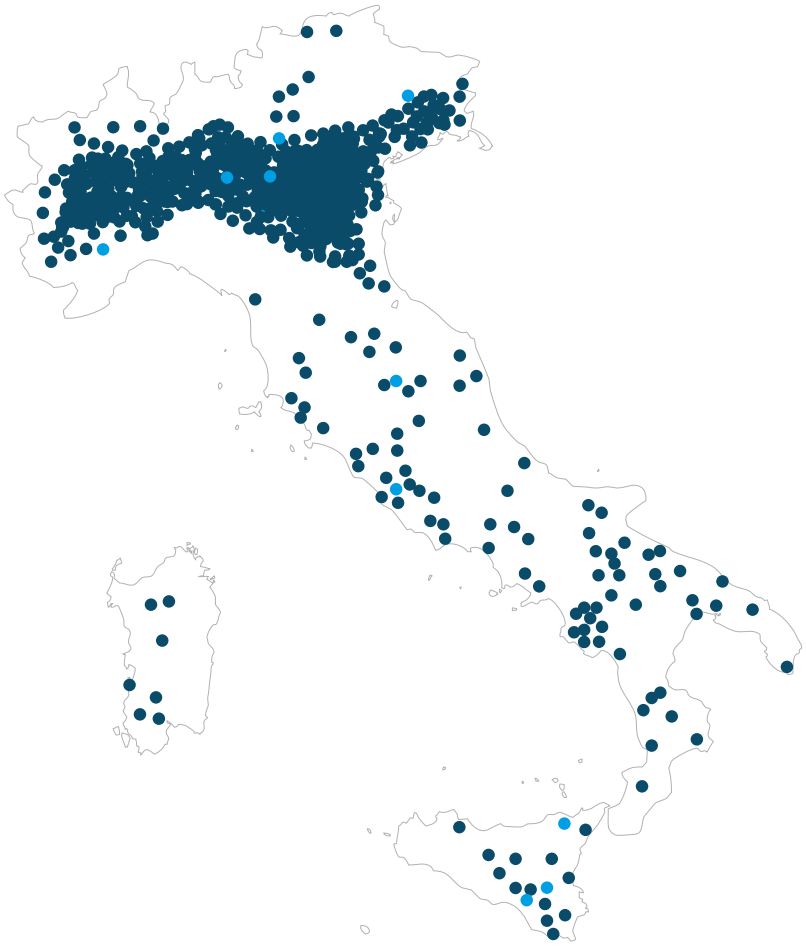
Ansaldo Green Tech S.p.A.
HYDROALP S.R.L.
Officine Meccaniche Ruzza S.R.L.

+18 SOCI SOSTENITORI

Agri Metano Europe
Area Broker Spa
Bauer GMBH
Baur Folien GMBH
Bio-Ringas SRL
Biomatch SRL
Biomethanet SRL
CD Impianti Elettrici
Daps SRL
Esain SRL
Europomice SRL
Fare Group SRL
Green Gas Power SRL
Kiron Partner Spa
Roquette Italia Spa
Siloxa Italia SRL
Società Cooperativa Bilanciai Campogalliano
TGI Tank Gauging Italia Srl

842 SOCI ORDINARI PRODUTTORI DI BIOGAS E BIOMETANO

● **NUOVI**



6 SOCI ISTITUZIONALI CENTRI DI RICERCA E ASSOCIAZIONI

Confagricoltura · CRPA · Fondazione Edmund Mach · Kyoto Club · Raiffeisenverband Südtirol Genossenschaft

88 SOCI ADERENTI COSTRUTTORI DI IMPIANTI



231 SOCI SOSTENITORI FORNITORI DI SERVIZI




MAGANETTI SPEDIZIONI
MOVING YOUR BUSINESS
MAPRO
MARAZZI
MartinoRossi
MARZONA
matrix
mb GROUP
METITALIA ENERGY SOLUTIONS
MENDELSOHN
agenzia di sviluppo
Metania
METHODO
MFZ & PARTNERS
MIG
MACCHINE INDUSTRIE GRASSI
MILLE
www.millesrl.it
MONTELLO
Industria del Recupero e Riciclo
Mortati & Mazzella
MOTUL
MRU since 1984
ATRS fair
EMISSION MONITORING SYSTEMS
MULTITRAX
NÉNUFAR
NEXTA BIOFUELS
NEXTA CAPITAL PARTNERS
NEW HOLLAND
EUGENIO NICHETTI
Studio Tecnico
NOVAIR
nvalue
environmental energy
OBERMA
Pulizia Fermentatori | Biogas
OILTECH
OPENLOGS
YOUR ACCESS TO THE ENERGY MARKETS
ORBINOX
Our New Energy
pakelo
LUBRICANTS
PANECOAMBIENTE
PARC TRADE SRL
POLLUTION
ANALYTICAL EQUIPMENT
Precision
FLUID CONTROLS
PURICHEM
specialty chemicals
regardia
regas
Energy progress
REHAU
renergia group
Retina
ringas
renewable italian natural gas
RIVETTI
ROQUETTE
Offering the best of nature
VENTUROLI
Sementi di qualità dal 1932
SAVECO
SCHAUMANN
BioEnergy
SCOLARI
SENSOPOWER
SESVANDERHAVE
sugar beet seed
UBS
S.G. s.r.l.
Shell
ENERGY
Sikuel
simbiosi
SMIPREL
SILOXA
SIS
snam
SOCOGAS
GROUP
ONE FAMILY, MANY ENERGIES
SOLVAY
SOMEFI
SRA
INSTRUMENTS
SRC
Ingegneria
Studio Tecnico Restivo
STX
suez
ARIANET
sustainact
syngenta
tec.nicum
Schmersal Group
Tecnoimpianti
#ProvidingSolution
TECNOSERVIZI
AMBIENTALI
TEON
ENERGIA DALLA TERRA
Terra
a new era
TGI
TANK GAUGING ITALIA
Solutions
Themis
TOPCON
UWWELT
ENGINEERING
VAISALA
VEGA
HOME OF VALUES
VEOLIA
Verdalia
bioenergy
VOGELSANG
VORN
BIOENERGY
vulcan
Water & Life Lab
ANALYTICAL LABORATORIES
CARSO
ITALIA
WRS
Waste Recycling Systems
xylem
Let's Solve Water

SAVE THE DATE

BIOGAS ITALY

BIOGAS ITALY
18-19 MARZO 2027
THE MALL, MILANO

consorziobiogas.it
#**cib**eneficianotutti