

fiper

FEDERAZIONE ITALIANA PRODUTTORI
DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI



QUADERNO CMA - STRATEGIA 2024

BIOGAS: DRIVER PER LA FILIERA AGROALIMENTARE

Analisi delle ricadute energetiche,
ambientali e economiche su scala locale e nazionale



fiper

FEDERAZIONE ITALIANA PRODUTTORI
DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI



QUADERNO CMA - STRATEGIA 2024

BIOGAS: DRIVER PER LA FILIERA AGROALIMENTARE

Analisi delle ricadute energetiche,
ambientali e economiche
su scala locale e nazionale

Fiper ringrazia vivamente
le Imprese, gli Autori e coloro
che hanno collaborato e reso possibile
la stesura della presente pubblicazione.

© Copyright 2018

FIPER
Via Scarlatti, 29 - 20124 Milano
www.fiper.it

Tutti i diritti sono riservati.
È vietata ogni riproduzione totale o parziale

Curatori
Dott.ssa Vanessa Gallo
Prof. Ing. Giovanni Riva

Foto di copertina
CMA - Consorzio Monviso Agroenergia

Editore
FIPER - Federazione Italiana Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili

Grafica e stampa
Ramponi Arti Grafiche - Sondrio

Finito di stampare il 28 settembre 2018

Stampato su carta Igloo Silk patinata riciclata al 100%

ISBN 9788894343717

INDICE

PREMESSA	5
<i>F. M. Galleano</i>	
PRINCIPALI RISULTATI DELLO STUDIO E PROPOSTE PER LO SVILUPPO DEL SETTORE	7
<i>G. Riva</i>	
PREMESSA	8
LO STATUS QUO.....	8
ANALISI ENERGETICO-AMBIENTALE	9
ANALISI SOCIOECONOMICA	12
CONCLUSIONI, PROSPETTIVE E PROPOSTE.....	15
L'EVOLUZIONE DEL BIOGAS NEL SETTORE AGRICOLO	19
<i>A. Chiabrandò</i>	
1. L'EVOLUZIONE DEL BIOGAS NEL SETTORE AGRICOLO	20
1.1 La filiera del biogas agricolo.....	20
1.2 Il biogas e la filiera alimentare	21
1.2.1 Debolezze del sistema agricolo italiano	21
1.2.2 La Politica Agricola Comunitaria.....	23
1.2.3 Le eccedenze e le difficoltà di mercato	26
1.2.4 Il set aside e l'andamento della SAU	27
1.2.5 Il biogas e l'uso del suolo	28
1.3 Andamento storico dei prezzi dei prodotti agricoli connessi al biogas.....	31
1.3.1 Contesto	31
1.3.2 Le dinamiche di prezzo delle biomasse.....	33
1.4 La tecnologia e il sistema di incentivi.....	36
1.4.1 La digestione anaerobica	36
1.4.2 Il DM 18 luglio 2008	36
1.4.3 Lo spalma incentivo facoltativo del DM 6 novembre 2014	37
1.4.4 Il DM 6 luglio 2012	37
1.4.5 Il DM 23 giugno 2016.....	38
1.5 La situazione attuale.....	39
1.5.1 La situazione in Europa	39
1.5.2 La situazione in Italia	40
L'INTERVISTA: FABRIZIO ADANI	
BIOGAS-AGRICOLTURA: UN SODALIZIO VINCENTE?	42
ANALISI DELLE RICADUTE ENERGETICHE E AMBIENTALI	45
<i>P. Caputo</i>	
1. INTRODUZIONE ALLA RICERCA.....	46
1.1 Descrizione del processo di digestione anaerobica.....	47
1.2 Descrizione delle matrici in ingresso	49
1.3 Principali vantaggi attesi connessi alla produzione di biogas e digestato	52
2. CAMPIONE DEGLI IMPIANTI OGGETTO DELL'ANALISI.....	53
2.1 Dimensioni e condizioni operative.....	53
3. APPROCCIO METODOLOGICO	57
3.1 Definizione del perimetro dell'analisi e degli scenari ex ante e ex post.....	57
3.2 Assunzioni per l'elaborazione dei dati	60
3.2.1 Caratteristiche dei vettori e dei sistemi energetici considerati	61
3.2.2 Potenziali ed emissioni climalteranti	62
3.2.3 Caratteristiche relative a liquami, letame, digestato e fertilizzanti azotati e al loro impiego	62
3.3 Principali indici e indicatori considerati	64
4. DESCRIZIONE DEI RISULTATI	66

4.1 Prestazioni energetiche	66
4.1.1 Prestazioni elettriche	67
4.1.2 Prestazioni termiche	69
4.1.3 Risparmio di energia primaria fossile.....	70
4.2 Prestazioni ambientali	72
4.2.1 Risparmio di emissioni climalteranti	74
4.3 Valutazione sinottica	77
5. EFFETTI ENERGETICO-AMBIENTALI ESTESI ALLA REALTÀ NAZIONALE.....	81
6. SVILUPPI FUTURI E CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	85

L'INTERVISTA: ETTORE PRANDINI

BIOGAS AGRICOLO: UNA LEVA DI COMPETITIVITÀ PER L'AGRICOLTURA E ZOOTECCNIA ITALIANA!.....	86
---	----

ANALISI DELLE RICADUTE ECONOMICHE E OCCUPAZIONALI..... 93

P. Garbellini

1. FINALITÀ DELL'ANALISI ECONOMICA.....	94
2. OBIETTIVI DELLO STUDIO	95
3. METODOLOGIA DI ANALISI.....	96
3.1 Definizioni	96
3.2 Gli impatti economici nella filiera agroenergetica.....	98
3.3 L'approccio utilizzato.....	100
3.4 Le modalità di estensione dei risultati	102
4. IL CAMPIONE DI ANALISI	103
4.1 Le filiere degli impianti nel campione di analisi	104
4.2 Caratteristiche tecnico-gestionali del campione.....	107
5. PRINCIPALI RISULTATI.....	111
5.1 Gli impatti economici ed occupazionali nel campione di analisi.....	113
5.2 Gli impatti degli investimenti nel campione di analisi.....	115
5.3 Estensione dei risultati	116
5.4 Contestualizzazione dei risultati nel settore agricolo	120
6. ANALISI DI SCENARIO: UN'INDICAZIONE PER IL FUTURO GUARDANDO AL PASSATO	121
7. ALLEGATI	125
7.1 Metodologia di calcolo tavole "input-output"	125
7.2 Dettaglio dati richiesti	127

L'INTERVISTA: LUIGI MAZZOCCHI

BIOGAS AGRICOLO: QUALE OPPORTUNITÀ PER IL MERCATO ELETTRICO?	128
---	-----

STRATEGIA 2024: IL FUTURO DEL SETTORE BIOGAS AGRICOLO 133

A. Chiabrando

VERSO UNA MAGGIORE SOSTENIBILITÀ ECONOMICA DEGLI IMPIANTI.....	134
LA STRATEGIA	136
AZIONE 1: COMPETITIVITÀ E RIDUZIONE DEI COSTI DI PRODUZIONE.....	137
AZIONE 2: INTEGRAZIONE DI FILIERA E GREEN ECONOMY	139
AZIONE 3: LA PRODUZIONE DI BIOMETANO.....	140
AZIONE 4: MERCATO ELETTRICO - SERVIZI DI RETE E COMUNITÀ DELL'ENERGIA.....	142
SERVIZI DI FLESSIBILITÀ	142
COMUNITÀ DELL'ENERGIA	144
AZIONE 5: SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE	145
IL PIANO OPERATIVO	145

L'INTERVISTA: SUSANNA PFLÜGER

BIOGAS EUROPEO: QUALI PROSPETTIVE?	149
--	-----

ELENCO SOCI PRODUTTORI 151

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI 152



Federica Maria Galleano

Vice-Presidente Fiper dal 2016

Laureata in economia aziendale presso la LIUC - Università Carlo Cattaneo di Castellanza nel 2000. È socio-amministratore della Società Agricola Cascina Bella di Andrea Galleano & C. s.n.c. che gestisce un impianto di digestione anaerobica nella provincia di Pavia e della società Gi.Ma s.r.l., società operante nel campo delle energie rinnovabili. Dal 2015 è consigliere di amministrazione del Consorzio Monviso Agroenergia; dal 2016 è vice-presidente del Gruppo Giovani Imprenditori di Torino.

PREMESSA

Questo libro rappresenta la terza pubblicazione di FIPER; le prime due, sostenute dall'esperienza e dalla passione del presidente Walter Righini, hanno riguardato la filiera del teleriscaldamento a biomassa. Ora, con questo volume, abbiamo voluto offrire una riflessione sul biogas agricolo e sulla filiera a esso collegata, un importante elemento di forza del tessuto produttivo agricolo nazionale.

La diffusione degli impianti avvenuta a partire dalla fine degli anni 2000 ha consentito al settore primario di raggiungere importanti obiettivi in termini di diversificazione del reddito e di miglioramento delle prestazioni ambientali delle aziende zootecniche.

Basti pensare all'impiego dei liquami e dei letami degli allevamenti che nel corso della digestione anaerobica subiscono importanti processi di maturazione e stabilizzazione, riducendo le emissioni in atmosfera e la dipendenza dai fertilizzanti chimici. Il biogas, infatti, va considerato come una tecnologia capace di produrre energia rinnovabile e soprattutto valorizzato per il suo forte impatto ambientale generato presso le aziende agricole del territorio. Il rispetto della Direttiva europea sui nitrati e la necessità di ridurre le emissioni agricole in atmosfera rendono il biogas una opportunità insostituibile per l'agricoltore e per la comunità circostante.

Dal punto di vista economico-finanziario, la liquidità generata attraverso la produzione di energia costituisce un importantissimo volano per lo sviluppo delle aziende agricole che hanno potuto, in questo modo, affrontare con maggiore forza la grave crisi congiunturale che ha colpito il settore nel corso degli ultimi anni.

Gli incentivi riconosciuti al comparto biogas fanno crescere, sviluppare ed innovare il territorio rurale nazionale, garantendo una notevole ricaduta a livello economico e sociale.

Una peculiarità del comparto biogas, come per il comparto delle biomasse, è data dall'effetto moltiplicatore che si genera sul territorio a partire dall'investimento effettuato e dalla re-distribuzione del reddito.

Questo studio è stato un'occasione per verificare e certificare quella che era una nostra consapevolezza, non ancora misurata in aggregato, ossia il significativo impatto economico ed ambientale generato sul territorio per ogni euro investito nel biogas (effetto moltiplicatore).

Infine, abbiamo affrontato il tema della sostenibilità di lungo periodo di questi impianti: noi non vogliamo vivere di soli incentivi.

Questo libro ha rappresentato anche l'occasione per ricercare e identificare possibili strategie volte alla valorizzazione economica degli *output* degli impianti.

Per garantire continuità al settore sarà necessaria una forte coordinazione e collaborazione tra i produttori del settore biogas, chiamati ad un grande sforzo di innova-

zione e ottimizzazione degli impianti e gli enti normatori e regolatori, per supportare il settore con opportuni interventi sui regimi di incentivazione.

Il settore guarda alla importante scadenza legata al termine del primo ciclo di incentivazione nel 2024, ponendosi di fronte alla sfida della competitività e sostenibilità ambientale che dovrà essere vinta per dare continuità e futuro ad un comparto che ha creato reddito, innovazione e crescita e che intende rimanere un traino per l'intera agricoltura italiana.

Lo scenario ipotizzato dalla Strategia Energetica Nazionale 2017 di parziale riconversione degli impianti a biogas esistenti a biometano è certamente importante, ma non può rappresentare una soluzione per tutti gli impianti attivi che, per limitate dimensioni, localizzazione e caratteristiche agricole, non potranno convertirsi a biometano.

Lo scenario elettrico rimane, quindi, un'importante prospettiva per il settore, integrato, ovviamente, con una serie di servizi alla rete ed al territorio rurale in grado di aumentare i ricavi aziendali e rafforzare le aziende agricole nel loro ruolo di produttrici di cibo e di servizi ambientali.

L'aumento notevole previsto per le fonti rinnovabili non programmabili (eolico e fotovoltaico) porterà a problemi sempre maggiori nel bilanciamento della rete. In questo contesto, quindi, la flessibilità degli impianti a biogas andrebbe valorizzata come una risorsa preziosa per il sistema elettrico e potrebbe essere sfruttata per contribuire alla stabilità della rete elettrica. Affinché ciò diventi possibile sarà necessario aggiornare la normativa legata all'accesso al mercato per impianti di generazione distribuita e aggiornare gli schemi incentivanti.

Anche la recente definizione dell'accordo sulla nuova Direttiva Energia Rinnovabile (RED2), che dovrà essere recepita dagli stati membri entro il 30 giugno 2021, apre nuovi scenari interessanti per il settore del biogas. L'istituzione delle comunità dell'energia, in particolare in ambito rurale e forestale, potrebbe giocare un ruolo chiave per lo sviluppo delle filiere agro-energetiche ed agro-alimentari nazionali.

Si evidenzia quindi la necessità di implementare, all'interno dell'analisi sulle bioenergie, una valutazione sulle esternalità in termini di sostenibilità ambientale e salvaguardia del territorio che lo sviluppo della filiera biomassa-biogas può apportare. Fiper ritiene che il settore delle bioenergie possa giocare ancora un ruolo di primo piano nello sviluppo economico del Paese, valorizzando le risorse forestali e agricole disponibili a livello nazionale, garantendo il presidio del territorio e la diminuzione delle fonti fossili a fini energetici e produttivi.

FIPER

Vicepresidente

Dott.ssa Federica Galleano

PRINCIPALI RISULTATI DELLO STUDIO E PROPOSTE PER LO SVILUPPO DEL SETTORE

*A cura del Prof. Ing. Giovanni Riva
membro del comitato tecnico scientifico FIPER*



Giovanni Riva

Ingegnere meccanico (Politecnico di Milano, 1976), docente all'Università degli Studi di Milano (1980-93) e ordinario di Meccanica all'Università Politecnica delle Marche (1994-2015). Ha collaborato e collabora a livello nazionale e internazionale con associazioni (tra le quali la FIPER) e altri soggetti su temi legati alla produzione di energia, in particolare da biomasse. È autore di oltre 200 pubblicazioni tecnico-scientifiche.

PREMESSA

Il settore del biogas agricolo è entrato in una fase riflessiva e, alla luce del vigente quadro normativo, da un lato si sta interrogando sul proprio futuro, dall'altro sente la necessità di sintetizzare l'esperienza e i risultati raccolti negli ultimi anni, al fine di evidenziare sia gli aspetti di merito che quelli critici della filiera.

Lo studio vuole dare quindi un concreto contributo in questa direzione delineando:

- il contesto del settore, la sua evoluzione storica e le possibili strategie da attuare nel breve e medio termine;
- le ricadute energetiche, ambientali e socioeconomiche di un campione significativo di impianti, scelti nell'ambito del Consorzio Monviso Agroenergia (CMA) aderenti a FIPER;
- i punti di vista di alcuni esperti del settore.

Questa parte introduttiva vuole porre in risalto gli aspetti più salienti e le proposte del settore che vengono affrontate nel dettaglio nei capitoli che seguono.

LO STATUS QUO

La filiera del biogas ha visto un forte sviluppo negli anni 2011-12 a seguito della introduzione delle tariffe omnicomprensive per l'energia elettrica rinnovabile introdotte e regolate nel tempo dalla L. 244/2007, dal DM 18/12/2008, L. 23 luglio 2009 n. 99 e dalle apposite procedure emanate dal GSE.

I successivi interventi legislativi (in particolare il DM 6 luglio 2012 e il DM 23 giugno 2016) hanno invece introdotto una serie di correttivi che hanno sostanzialmente azzerato le nuove installazioni. La diretta conseguenza è che la maggior parte degli impianti continua ad operare nelle condizioni tecniche e contrattuali accese prima del 2012 il cui orizzonte temporale è fissato intorno al 2024.

Evoluzione temporale degli impianti agricoli di biogas nel tempo

N° impianti	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Realizzati	35	24	117	323	669	131	63	104	63
Esistenti	35	59	176	499	1168	1299	1362	1466	1529

I numeri del biogas agricolo (2016)



**1.529 impianti agricoli
di biogas in esercizio**
- su 1.924 in totale



978 MWe installati
- 6,6 TWh di energia elettrica prodotta
dal mondo agricolo
- 2% del consumo elettrico nazionale

La produzione elettrica da biogas è quindi al momento stabile e le uniche opzioni di sviluppo sono offerte dal DM 2 marzo 2018 mirato alla produzione di biometano. Tuttavia, per gran parte degli impianti esistenti questa opportunità non si presenta particolarmente interessante in quanto la fattibilità alla riconversione degli impianti attualmente in esercizio si basa sostanzialmente sulla reale possibilità di accesso a idonee reti del gas naturale e/o alla filiera del gas per autotrazione, aspetti non certo generalizzabili.

ANALISI ENERGETICO-AMBIENTALE

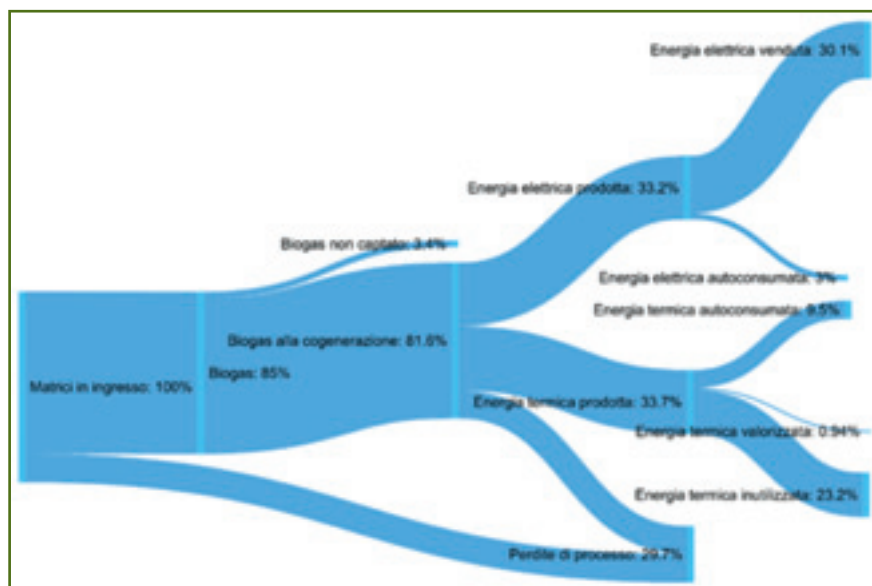
Al fine di evidenziare le ricadute energetiche e ambientali delle filiere del biogas agricolo è stato considerato un campione di 7 impianti avendo cura di rappresentare le diverse situazioni caratterizzanti il settore, ovvero sia l'utilizzo prevalente di biomasse energetiche che l'utilizzo prevalente di sottoprodotti e liquami zootecnici. Questo tipo di problematica viene già affrontata nel dettaglio dalla nuova direttiva sulle energie rinnovabili (RED2) ma si è ritenuto comunque utile reconsiderarla nel contesto del nord Italia.

L'analisi energetica è stata condotta stimando i vari input di campo e di processo lungo le filiere di approvvigionamento e gestione degli impianti di digestione anaerobica, mentre l'analisi ambientale è stata svolta limitatamente alla produzione di CO₂ equivalente delle medesime attività. Come termini di confronto, per la prima è stato considerato il sistema nazionale elettrico e la produzione di energia termica con caldaie a gas, mentre per la seconda la filiera tradizionale di gestione dei liquami zootecnici. I risultati comparativi evidenziano come il bilancio energetico risulti sempre più che soddisfacente anche con l'utilizzo di un elevato carico di biomasse energetiche, in quanto il risparmio di energia fossile supera in ogni caso l'80%. Analogamente, il bilancio ambientale, ipotizzando la copertura delle vasche di stoccaggio del digestato e l'adozione di opportuni provvedimenti per la minimizzazione delle perdite di biogas, evidenzia il risparmio di CO₂ equivalente sempre superiore al 60%.

Campione analizzato

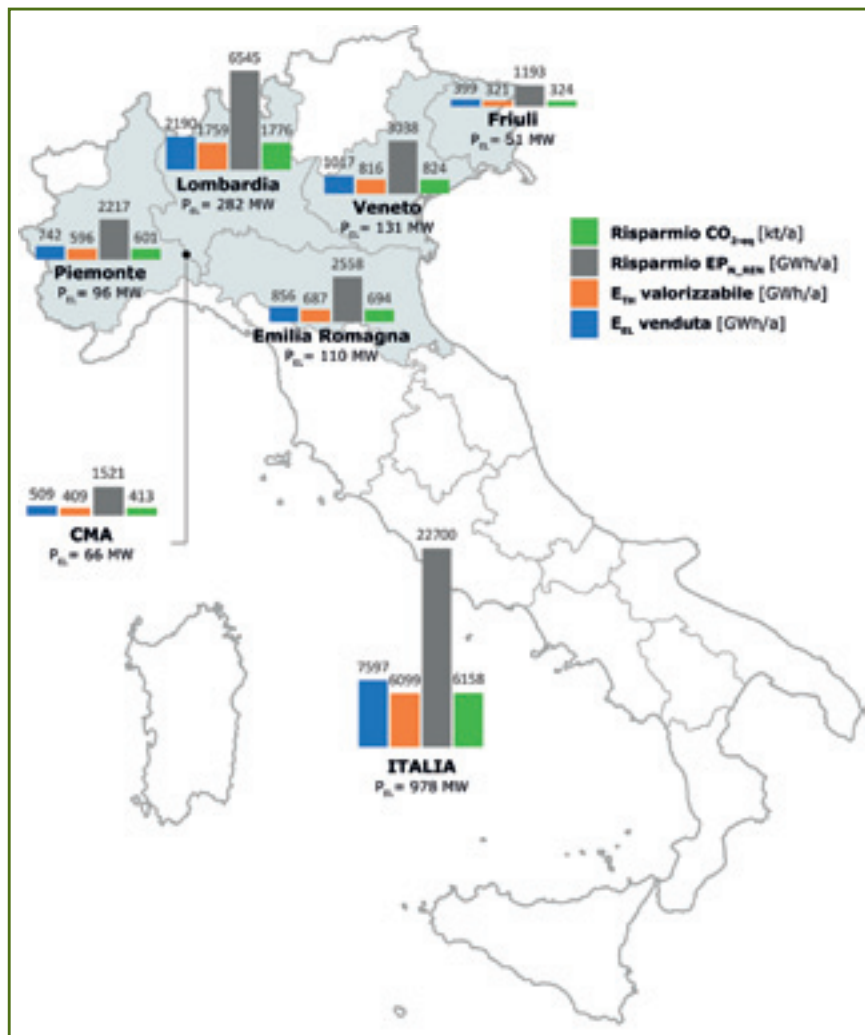
Provincia	Indirizzo produttivo aziendale	Caratteristiche impianto		
		Potenza elettrica (kW)	Anno di costruzione	Quota insilati (%)
PV	Cerealicolo	999	2012	96
TO	Zootecnico (bovini e pecore)	998	2010	32
TO	Zootecnico (bovini)	635	2011	94
TO	Zootecnico (bovini)	526	2012	46
TO	Zootecnico (bovini)	250	2011	41
AL	Zootecnico (suini)	300	2016	17
Cuneo	Zootecnico (bovini)	100	2017	6
Media	-	544	-	46

Media dei flussi di energia primaria negli impianti analizzati



L'estensione dei risultati a livello nazionale (limitatamente alle regioni maggiormente interessate) evidenzia come il risparmio energetico sfiori i 23.000 GWh/anno (1,6% dei consumi finali lordi di energia nazionali nel 2016), mentre quello di CO₂ equivalente superi i 6 milioni di t/anno (pari a oltre il 5% delle emissioni del settore energetico nazionale nel 2017). Si tratta, quindi, di ricadute ragguardevoli che costituiscono un contributo importante e difficilmente sostituibile nel quadro della produzione nazionale di energia rinnovabile.

**Estensione dei risultati a livello nazionale
(EPn_{ren} : energia primaria non rinnovabile)**



Tra i diversi aspetti è interessante evidenziare come l'analisi svolta dimostri come la produzione di biogas, pur utilizzando una cospicua quota di biomasse energetiche (mediamente quasi il 46% nel campione analizzato in termini di massa entrante nei digestori), sia comunque valida sotto il profilo energetico-ambientale. Si tratta di un risultato sostanzialmente in linea con le indicazioni della direttiva RED2, quindi coerente con la politica comunitaria.

A livello nazionale l'uso di colture vegetali primarie è stato molto discusso negli ultimi anni e la particolare sensibilità sorta dalla discussione dell'utilizzo delle coltivazioni "food" (cibo) o "feed" (mangime) per utilizzi "non food" ha portato il legislatore a

limitare notevolmente l'approvvigionamento dei digestori con questi prodotti al fine di mitigare la competizione tra le diverse possibili destinazioni delle colture vegetali, privilegiando quindi la destinazione "food-feed" e incoraggiando la destinazione energetica alle colture di secondo raccolto o comunque di copertura e/o miglioratrici del suolo, oppure "avanzate" (come per esempio le alghe). Tale orientamento è peraltro confermato nel recente DM 2 marzo 2018 dove l'utilizzo del biometano per i trasporti richiede la verifica di sostenibilità attraverso una procedura di calcolo ormai codificata nei dettagli sia per quello che riguarda i calcoli e le verifiche da effettuare, sia per le qualifiche richieste a tal fine⁽¹⁾.

I risultati dello studio, tuttavia, indicano come la questione "food-feed"/"non food" debba, alla luce dei progressi tecnologici e dell'applicazione delle migliori tecniche disponibili, essere opportunamente ridiscussa tenendo conto delle realtà socio-economiche locali (sostanzialmente a livello provinciale) ed eventualmente approfondita con ulteriori analisi tecnico-economiche. Di fatto la zootecnia italiana e l'agricoltura tipica di pianura soffrono di scarsa competitività con il mercato internazionale e il rischio di abbandono dei terreni meno produttivi è elevato e reale in molte zone rurali del Paese. In queste condizioni la produzione di materia prima da destinare alla digestione anaerobica come sostegno per le attività agricole (funzione che aveva anni or sono il set-aside energetico) ritrova quindi un significato pratico. La problematica va valutata non solo sotto il profilo economico ma tenendo in considerazione la riconosciuta multifunzionalità dell'agricoltura (ricadute su economia, territorio e ambiente).

ANALISI SOCIOECONOMICA

Fonte: CMA



Partendo dallo stesso campione di aziende utilizzato per l'analisi energetica, lo studio ha valutato anche le ricadute economiche e occupazionali a diversi livelli di impatto:

- diretto, ovvero il valore monetario pro-

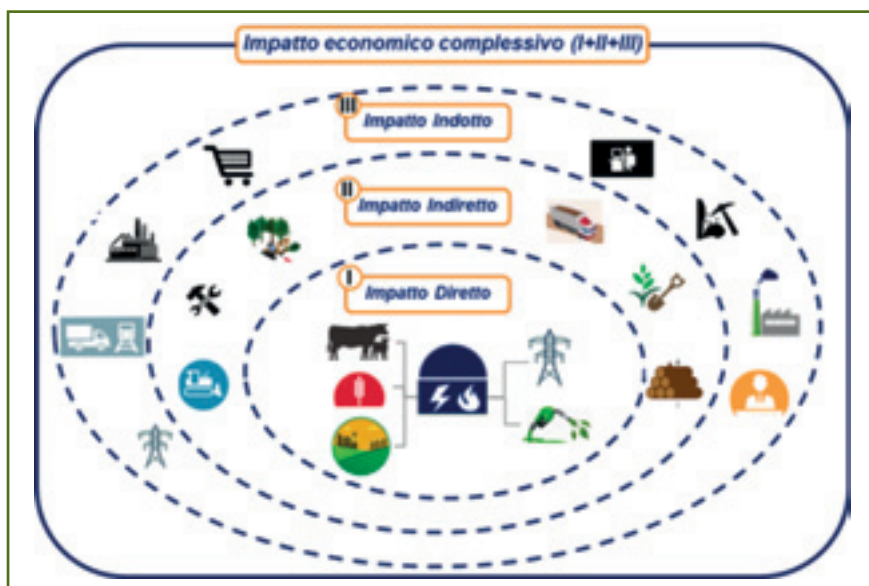
dotto sul territorio dato dalla progettazione, costruzione degli impianti di biogas, dal loro esercizio pluriennale e il numero di occupati direttamente impiegati;

(1) Per queste tematiche si rimanda ai contenuti della UNI 11567 (in fase di revisione presso il CTI) e all'ampia legislazione nazionale (anch'essa in evoluzione) qui riportata: <http://www.minambiente.it/pagina/normativa-di-riferimento-sulla-sostenibilita-dei-biocarburanti-e-bioliquidi>. Tutto il quadro è coerente con gli indirizzi della RED2.

- indiretto, dato dal valore creato dai settori fornitori sia a monte che a valle della filiera (fornitori di materie prime, trasportatori, erogatori di servizi O&M, ecc.) e il relativo numero di occupati;
- indotto, dato dal valore creato dai settori indirettamente correlati per la produzione di beni e servizi (per i fornitori) che a loro volta attivano i propri con un effetto moltiplicativo a cascata e dal relativo impiego di manodopera.

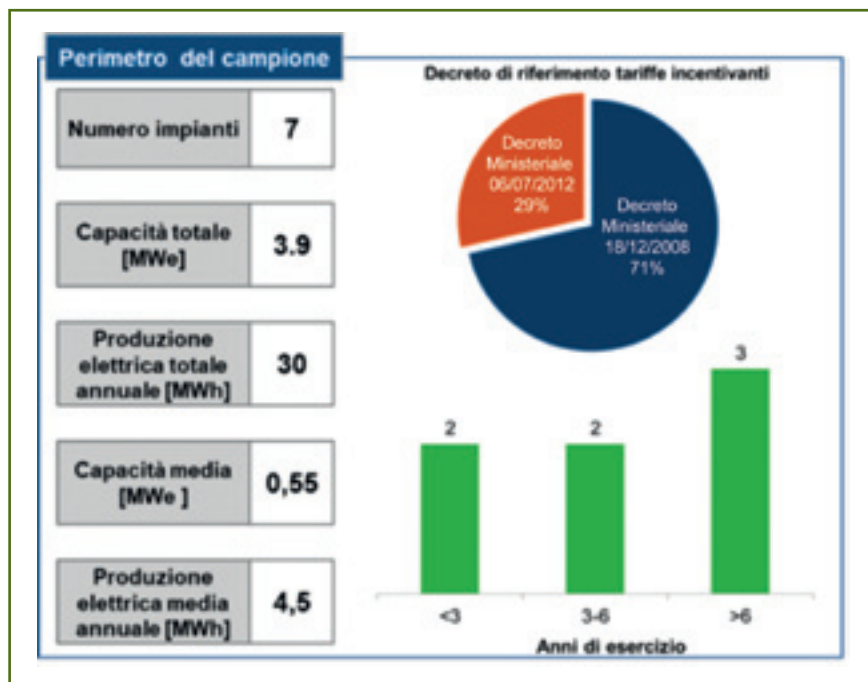
Accanto a queste ricadute va aggiunto l'impatto fiscale, ovvero il gettito generato dalle imposte sia locali che nazionali percepito dai diversi soggetti istituzionali ed amministrativi interessati.

Impatti economici ed occupazionali diretti, indiretti e indotti della filiera del biogas



La metodologia d'analisi applicata è caratterizzata da un approccio di tipo "bottom-up" per la raccolta puntuale e dettagliata dei dati di ogni attore economico della catena di fornitura e necessari per la quantificazione dell'impatto diretto e indiretto, e di tipo "top-down" per il calcolo dell'impatto indotto. Quest'ultimo viene sviluppato sulla base di dati statistici e bibliografici, tramite l'applicazione del modello di Leontief e delle tavole input/output.

Dati di sintesi delle filiere analizzate



Dall'elaborazione dei dati economici e finanziari delle aziende coinvolte nell'indagine, l'impatto economico monetario generato a livello locale si attesta in 17 milioni di €/annui, mentre l'effetto occupazionale è di 118 Unità Lavorative Annue (ULA). In termini di effetto moltiplicativo, ciò sta ad indicare che per ogni euro aggiuntivo fatturato dagli impianti si genera un impatto complessivo sul sistema economico di circa 2,1 €. Sul fronte occupazionale invece, per ogni ULA impiegata ne vengono attivate 7,4 lungo tutta la filiera e nelle imprese collegate. Va sottolineato che le competenze create e attivate rimangono stabili a livello locale creando un processo virtuoso di rete.

Sintesi degli impatti monetari e occupazionali (ULA: Unità Lavorative Annuie)



Estendendo i risultati ottenuti su scala nazionale si ottiene che le ricadute degli impianti agricoli di biogas a biomassa esistenti corrispondono a circa 3.400 milioni di €/anno e oltre 12.000 ULA. In termini monetari ciò corrisponde a ben l'11% del valore della produzione agricola nel 2017 relativa alle sole attività che rientrano nella filiera del biogas (coltivazioni erbacee, foraggere e allevamenti zootecnici) e al 3,5% della relativa occupazione.

Sotto questo profilo, quindi, le ricadute economiche e occupazionali create dalla filiera del biogas agricolo risultano di grande interesse.

CONCLUSIONI, PROSPETTIVE E PROPOSTE

La filiera del biogas agricolo presenta molteplici ricadute positive peraltro evidenziate anche da una vasta bibliografia di settore. Infatti, gli impianti di biogas:

- possono utilizzare una varietà di sottoprodotti agricoli e agro-industriali che comunque sono disponibili sul territorio e che vanno necessariamente gestiti;
- possono utilizzare una varietà di produzioni agricole sia di primo che di secondo raccolto, offrendo una maggiore flessibilità di programmazione delle attività dell'azienda;
- favoriscono, attraverso la corretta distribuzione del digestato sui terreni, la riduzione delle emissioni climalteranti e, attraverso l'adozione di opportune successioni delle coltivazioni agricole, un aumento del contenuto di carbonio nel suolo, offrendo quindi il duplice vantaggio di contrastare l'impoverimento dei suoli e di decarbonizzare l'atmosfera.
- si combinano bene con l'adozione di piani colturali che prevedono la copertura invernale dei terreni che, eventualmente associati con tecniche di coltivazione

a basso impatto (es: semina su sodo), riducono in modo più che significativo i fenomeni di rilascio di sostanze all'acqua e all'aria.

Inoltre, l'aumento di carbonio nel terreno, quindi di humus, favorisce una migliore ritenzione idrica e dei nutrienti oltre che delle attività biologiche che a loro volta permettono di limitare le ricadute energetico-ambientali negative delle attività di irrigazione e concimazione.

In definitiva, gli impianti di biogas si pongono non come una semplice modalità di produzione di energia rinnovabile, ma come elementi di ormai riconosciuta utilità al fine di rendere le attività agricole più sostenibili sotto il profilo ambientale e economico nel loro complesso.

Da questo punto di vista, si sottolinea come il settore agricolo nazionale, con particolare riferimento alle produzioni zootecniche e vegetali di pieno campo, necessiti di filiere produttive che consentano di mantenere intensità produttive elevate in modo da competere con il mercato internazionale senza per questo aumentare la pressione sull'ambiente, sia in termini di conservazione della fertilità dei suoli, sia di emissioni climalteranti e/o insalubri.

In aggiunta lo studio ha evidenziato come il bilancio energetico e ambientale di filiere che adottano una elevata quota di colture energetiche e le relative ricadute socio-economiche siano più che interessanti.

L'analisi dell'intero quadro, tuttavia, mette in luce come l'attuale "patrimonio" impiantistico potrà essere conservato e sviluppato solo attraverso una opportuna normativa che assicuri la continuità di esercizio dell'intero parco di impianti esistenti e che valorizzi le ricadute positive di carattere agro-ambientale, unitamente alle opportunità offerte dal settore per l'ottimizzazione del governo dell'intera produzione nazionale di energia rinnovabile.

Infatti, la maggioranza degli impianti agricoli attualmente in esercizio (presumibilmente oltre **1.000 unità per una potenza totale di circa 650 MW e una produzione di oltre 4,5 TWh/anno**) non sono nelle condizioni di riconvertirsi alla produzione di biometano e quindi necessitano di una solida prospettiva da mettere a punto necessariamente prima del 2022-24. Viceversa, tali impianti sono destinati ad essere dismessi e, nel migliore dei casi, ad essere utilizzati come semplici vasche di accumulo dei liquami zootecnici.

Il settore può sicuramente "fare la sua parte", e sta già operando in questo senso, sviluppando nel medio termine i seguenti aspetti:

- riducendo e ottimizzando i costi di alimentazione (anche del 40%) attraverso, per esempio, colture alternative;
- migliorando la tecnologia e la gestione (aumento del 5-10% delle efficienze di conversione attraverso un migliore controllo del processo biologico e il recupero del biogas attualmente disperso);
- migliorando il recupero di calore (esempio: reimpiego per attività in conto terzi);
- aumentando la capacità di accumulo del biogas (per esempio: per 4-8 ore/giorno);

- adottando le tecniche di impiego del digestato più evolute (soprattutto attraverso l'iniezione diretta del refluo nel suolo, il monitoraggio in tempo reale del suo contenuto di nutrienti e l'adozione delle tecniche tipiche dell'agricoltura di precisione, quali la distribuzione sul terreno di quantità variabili di refluo grazie alla georeferenziazione dei contenuti di N, P e K del suolo).

Tutti questi accorgimenti possono portare da un lato a una sensibile contrazione dei costi di gestione degli impianti; dall'altro a un minore impatto complessivo delle pratiche agricole a tutto vantaggio della collettività.

Tuttavia, per garantire la sopravvivenza della filiera del biogas appare come necessaria la promozione della produzione energetica (in termini di premio o esenzione di eventuali oneri, oppure di modifiche normative o, ancora, di un mix tra queste possibilità) o, se più funzionale, di valorizzazione dei possibili servizi che gli impianti potrebbero offrire.

In particolare:

- Protezione dell'ambiente attraverso l'aumento della fertilità dei terreni (collegata al contenuto di carbonio) e il contenimento delle emissioni in atmosfera;
- Servizio di flessibilità e/o produzione di energia elettrica⁽²⁾;
- Fornitura di energia elettrica e termica a Comunità dell'Energia così come delineate dall'art. 22 della nuova direttiva sulle energie rinnovabili (RED2).

⁽²⁾ Non necessariamente continua nel tempo. Si potrebbero prevedere interruzioni costanti di 3-4 ore o più per giorno in dipendenza dell'incentivo e di come viene normata la potenza massima installata.

Alcuni possibili interventi per la promozione della filiera del biogas

Ricadute positive/ richiesta	Principali innovazioni normative necessarie	Effetto misurabile o stimabile	Forma di incentivazione
Aumento della fertilità dei suoli e/o contenimento delle emissioni in atmosfera	Predisposizione di apposita normativa e regole tecniche ¹	Contenuto di C nel suolo; contenimento delle emissioni climateranti	Valorizzazione dell'effetto annuo di decarbonizzazione in termini di CO ₂ equivalente
Produzione di energia elettrica rinnovabile	Possibilità di continuare ad incentivare nuovamente la produzione elettrica Possibilità di utilizzare le colture energetiche ²	Produzione elettrica ed eventuale recupero termico	Premio sulla produzione elettrica ³
Servizio di flessibilità	Eventuale regolamentazione per l'aggregazione di impianti Possibilità di superare la potenza di 1 MWe ed eventuale limite sulla produzione annua di energia	Energia immessa in rete in periodi determinati dal mercato, potenza disponibile	Accesso ai servizi di dispacciamento, al Capacity Market, Capacity Payment
Promozione delle Comunità per l'Energia	Recepimento della RED2 prevedendo per gli impianti di biogas agricolo la possibilità di cedere energia alla Comunità a condizioni agevolate	Energia prodotta e consumata in un determinato insieme di utenti (comunità)	Riduzione o esenzione degli oneri di sistema per l'elettricità prodotta e consumata nell'ambito delle Comunità

¹ A tale fine ci si potrebbe collegare, con le opportune integrazioni, alla normativa vigente sui biocarburanti.

² Nel rispetto dei dettami della direttiva RED2, ovvero attraverso la verifica della sostenibilità ambientale dell'intera filiera.

³ Per esempio, attraverso l'applicazione di un premio alla produzione pari al 40-60% di quelli attuali.

L'EVOLUZIONE DEL BIOGAS NEL SETTORE AGRICOLO

A cura di Dott. Andrea Chiabrando

**Andrea Chiabrando**

Laureato in Agraria a Torino nel 1994. Master EPEA in Ingegneria Ambientale presso il Politecnico di Torino con specializzazione in Valutazione di Impatto Ambientale presso la Oxford Brookes University (UK). È direttore tecnico del Consorzio Monviso Agroenergia ed è fra i maggiori esperti in ambito agroenergia e sui sistemi energetici rinnovabili (biogas, biometano, ecc). Membro del Comitato tecnico di Fiper e suo rappresentante in EBA (European Biogas Association).

1. L'EVOLUZIONE DEL BIOGAS NEL SETTORE AGRICOLO

1.1 La filiera del biogas agricolo

Fonte: CMA



Il biogas agricolo rappresenta una fonte rinnovabile di recente sviluppo e fortemente legata al territorio rurale. La diffusione degli impianti avvenuta a partire dalla fine degli anni 2000 ha consentito al settore primario di raggiungere importanti obiettivi in termini di diversificazione del reddito e di miglioramento delle

performances ambientali delle aziende zootecniche.

Il settore, oltre ad innovare l'economia agricola locale, ha dato anche un significativo contributo al raggiungimento degli obiettivi climatici europei ed all'obiettivo della "crescita sostenibile" definito dalla Strategia Energetica Nazionale- SEN 1.0.

In questi anni, lo sviluppo di impianti ha permesso di rafforzare le filiere agricole e agroindustriali e sostenere l'economia agricola locale, creando reddito e lavoro sul territorio e raggiungendo performances ambientali decisamente interessanti ed impensabili in assenza di impianti biogas.

Negli impianti biogas sono impiegati sottoprodotti che altrimenti andrebbero inutilizzati o matrici, come nel caso di liquami e letami degli allevamenti, che subiscono importanti processi di maturazione e stabilizzazione riducendo le emissioni naturali di metano ed odori. Anche i residui colturali sono una importante risorsa che altrimenti andrebbe persa e le stesse colture energetiche dedicate sono di norma utilizzate a distanze ridotte dagli impianti, con efficienze energetiche di conversione della radiazione solare decisamente alte.

La presenza di tali impianti ha reso inoltre possibile il miglioramento della qualità media delle colture agricole conferite ai centri di stoccaggio per le filiere alimentari, valorizzando economicamente anche quelle degradate a causa di calamità meteoriche quali allettamenti e grandine o ancora a causa di attacchi fungini.

Il digestato di origine agricola viene ridistribuito sugli stessi terreni utilizzati per la produzione delle biomasse o delle colture alimentari, svolgendo un'azione fertilizzante e ammendante importantissima riducendo drasticamente l'impiego di fertilizzanti di sintesi.

La filiera del biogas rappresenta quindi un esempio virtuoso di economia circolare in quanto consente la chiusura dei cicli delle aziende agricole.

1.2 Il biogas e la filiera alimentare

1.2.1 Debolezze del sistema agricolo italiano

Fonte: Giovanni Riva



Il sistema agricolo italiano costituisce certamente una delle eccellenze qualitative in ambito europeo, in particolare per quanto riguarda le produzioni agroalimentari la cui fama è unica a livello mondiale. Da un punto di vista economico e riferendosi agli

indicatori strutturali tipici dell'agricoltura, questa eccellenza qualitativa non riesce a garantire al sistema agricolo una forza ed una capacità di remunerazione dei capitali investiti al livello delle aspettative degli operatori. I bassi livelli dei prezzi dei prodotti agricoli creati dalle dinamiche internazionali di scambio, unitamente ad alcune criticità strutturali (dimensione media delle aziende, prezzo della terra, ecc) e storico culturali (basso livello di innovazione e scarsa propensione all'aggregazione), pongono l'agricoltura italiana in una situazione di grave crisi.

Si osserva, quindi, che a fronte di un eccellente sistema agroalimentare, la remunerazione dei prodotti agricoli non è sufficiente, spesso, a coprire i costi di produzione delle aziende agricole italiane che risultano, quindi, generalmente vittime di una forte concorrenza internazionale, particolarmente agguerrita sulle commodities ed i prodotti non certificati.

Ne consegue che la Produzione Standard⁽¹⁾ per addetto, per unità di superficie e per azienda si pone a livelli insoddisfacenti rispetto ai concorrenti europei di eccellenza (fra tutti l'Olanda) o rispetto ai grandi produttori europei (Francia e Germania).

(1) Produzione Standard: è il valore medio ponderato della produzione lorda totale, comprendente sia il prodotto principale che gli eventuali prodotti secondari, realizzati in una determinata regione o provincia autonoma nel corso di un'annata agraria. La produzione standard è determinata per ciascuna regione e per ciascuna attività produttiva vegetale e animale dell'indagine sulla struttura delle aziende agricole di cui all'allegato III del regolamento (CE) n. 1166/2008. Si tratta di tabelle regionali prodotte annualmente da INEA che assegnano un valore di produzione per unità di superficie o di capi alle produzioni agricole. (E, quindi, un indicatore legato al fatturato aziendale).

Questa generale difficoltà a collocare sul mercato i prodotti a prezzi remunerativi avvantaggia produzioni internazionali che giungono sui nostri mercati a basso prezzo, generando inevitabilmente un calo della domanda per i prodotti nazionali mediamente più costosi. In tale contesto l'agricoltore è in grave difficoltà non riuscendo, spesso, ad identificare produzioni agricole in grado di remunerare il proprio lavoro ed il capitale investito.

Tabella 1 - Caratteristiche strutturali delle aziende agricole europee (Eurostat 2016)

Stato membro	Aziende n	SAU ha	PS M€	Addetti n	SAU media ha	PS/az	PS/ha	Addetti/ha	€ PS/addetto	Az. Sussist %
Denmark	35.050	2.614.600	10.062	49.480	74,60	287.088	3.849	0,02	203.364	0%
Netherlands	55.680	1.796.260	23.087	147.200	32,26	414.638	12.853	0,08	156.841	0%
Belgium	36.890	1.354.250	8.038	55.350	36,71	217.891	5.935	0,04	145.221	0%
Luxembourg	1.970	130.650	365	3.400	66,32	185.283	2.794	0,03	107.355	0%
Germany	276.120	16.715.320	49.249	490.060	60,54	178.361	2.946	0,03	100.496	0%
Sweden	62.940	3.012.640	5.159	55.970	47,87	81.962	1.712	0,02	92.169	0%
United Kingdom	185.060	16.673.270	25.403	285.760	90,10	137.271	1.524	0,02	88.898	0%
France	456.520	27.814.160	61.343	708.170	60,93	134.371	2.205	0,03	86.622	2%
Austria	132.500	2.669.750	6.142	101.740	20,15	46.351	2.300	0,04	60.365	0%
Italy	1.145.710	12.598.160	51.689	874.950	11,00	45.115	4.103	0,07	59.077	25%
Czech Republic	26.530	3.455.410	5.082	103.270	130,25	191.555	1.471	0,03	49.210	16%
Spain	945.020	23.229.750	38.366	801.160	24,58	40.598	1.652	0,03	47.888	4%
Finland	49.710	2.233.080	3.515	79.090	44,92	70.702	1.574	0,04	44.438	0%
Slovakia	25.660	1.889.820	1.931	46.690	73,65	75.270	1.022	0,02	41.367	62%
Estonia	16.700	995.100	802	19.880	59,59	47.997	805	0,02	40.319	29%
Ireland	137.560	4.883.650	6.325	160.750	35,50	45.979	1.295	0,03	39.346	0%
Cyprus	34.940	111.930	617	16.680	3,20	17.650	5.510	0,15	36.972	56%
Malta	9.210	11.120	98	5.110	1,21	10.642	8.814	0,46	19.181	29%
Greece	684.950	4.553.830	7.575	448.220	6,65	11.059	1.663	0,10	16.900	16%
Hungary	430.000	4.670.560	6.532	391.730	10,86	15.192	1.399	0,08	16.676	60%
Portugal	258.980	3.641.690	5.144	313.830	14,06	19.863	1.413	0,09	16.392	42%
Latvia	69.930	1.930.880	1.221	76.860	27,61	17.465	633	0,04	15.890	39%
Bulgaria	202.720	4.468.500	3.843	248.020	22,04	18.957	860	0,06	15.494	0%
Poland	1.410.700	14.405.650	25.006	1.649.400	10,21	17.726	1.736	0,11	15.160	18%
Lithuania	150.320	2.924.600	2.226	148.350	19,46	14.810	761	0,05	15.006	45%
Slovenia	69.900	488.400	1.159	79.970	6,99	16.578	2.373	0,16	14.490	57%
Croatia	134.460	1.562.980	2.035	159.360	11,62	15.134	1.302	0,10	12.769	52%
Romania	3.422.030	12.502.540	12.105	1.587.650	3,65	3.538	968	0,13	7.625	86%

SAU: Superficie Agricola Utilizzata

PS: Produzione Standard

Az. Sussistenza: aziende agricole la cui produzione è destinata per più del 50% al reimpiego familiare

Nel contesto descritto è piuttosto comprensibile il fatto che le aziende agricole italiane si adoperino in continuo per ricercare soluzioni di integrazione e diversificazione del reddito.

In questo ambito si inserisce la diffusa tendenza a sviluppare servizi legati ad attività connessa a quella agricola (agriturismo, fattorie didattiche, servizi agromeccanici a terzi), ad accorciare la filiera (vendita diretta, chilometro zero), ad erogare servizi di agricoltura sociale e, in particolare, ad avviare la produzione di agroenergia. Le produzioni energetiche hanno, quindi, svolto nelle aziende italiane il ruolo di integrare ed incrementare il reddito e di valorizzare produzioni agricole (cereali, biomasse, effluenti, ecc) che altrimenti avrebbero scontato gravi difficoltà di mercato.

I risultati raggiunti negli ultimi anni nel settore delle agroenergie sono decisamente importanti: nel solo settore biogas l'agricoltura italiana fattura circa 2 Mld € all'anno di energia elettrica incentivata, pari a poco meno del 4% della produzione standard complessiva stimata al 2016. Nei territori della pianura padana, ove la produzione di biogas è particolarmente importante, il fatturato energetico incide in modo decisamente maggiore sul fatturato complessivo del settore agricolo.

Una quota residuale di terreni agricoli italiani è stata destinata alla coltivazione di biomasse energetiche, sottraendo dal mercato quantitativi di cereali, foraggi, non facilmente valorizzabili ed agevolmente, purtroppo, sostituiti da importazioni di commodities internazionali (mais, frumento, carne bovina, ecc).

Le superfici oggi impiegate a biomassa energetica rappresentano solo una quota parte di quelle che la politica agricola comunitaria obbligava fino a qualche anno fa a non coltivare per evitare l'accumulo di eccedenze agricole (*set aside* obbligatorio). In Italia, quindi, non è l'agroenergia che sottrae prodotti alle filiere agroalimentari nazionali, ma è piuttosto la filiera agroalimentare nazionale che non riesce a valorizzare adeguatamente produzioni agricole domestiche, più costose rispetto alla concorrenza internazionale.

Il problema è di difficile soluzione: occorre certamente che l'Italia adotti con il supporto europeo adeguate politiche agricole; nel frattempo la rinuncia al ruolo delle agroenergie sarebbe un colpo profondo per il sistema agricolo nazionale.

Occorre capire come si è giunti alla attuale situazione del sistema agricolo nazionale, tema che verrà analizzato nei prossimi paragrafi.

1.2.2 La Politica Agricola Comunitaria

Fonte: Azienda La Bellotta



Il sistema agricolo nazionale uscì dalla Seconda guerra mondiale ridotto in frantumi. La produzione era scarsa, i livelli qualitativi molto bassi e le tecniche produttive erano caratterizzate da una profonda arretratezza. In Italia nel 1944, il 44% degli addetti lavorava in agricoltura, oggi appena il 4%.

L'agricoltura italiana, dopo la creazione della Comunità Economica Europea (1957) è cresciuta, nel dopoguerra, secondo i paradigmi della Politica Agricola Comunitaria (PAC). La situazione di partenza era critica: l'arretratezza produttiva si traduceva nell'incapacità di soddisfare i fabbisogni alimentari. L'impellenza era, quindi, quella di sfamare la popolazione europea provata dalle vicende belliche. Si fissarono, quindi, i seguenti obiettivi (art. 39 dei Trattati di Roma):

- Incremento della produttività
- Autosufficienza alimentare
- Stabilizzazione dei mercati
- Difesa del reddito degli agricoltori

A partire dagli anni '60 l'obiettivo impellente era, quindi, l'aumento delle produzioni.

Lo si ottenne rapidamente con due strumenti:

- Politiche di prezzo e di mercato
- Politiche strutturali

La PAC fu uno strumento efficacissimo e raggiunse rapidamente tutti gli obiettivi preposti considerati prioritari in quegli anni.

Da una produzione agricola sostanzialmente nulla, si raggiunsero rapidamente obiettivi impensabili grazie allo sforzo comune europeo ed in un tempo rapidissimo si passò da una situazione di deficit alimentare ad una situazione di copertura dei fabbisogni e, quindi, di surplus.

Il principale schema di intervento della PAC si basava sul sostegno/controllo dei prezzi interni, garantendo che questi fossero sempre remunerativi per il sistema agricolo. Si stabilirono, quindi, tre prezzi 'istituzionali', rispettivamente:

- **Prezzo obiettivo o indicativo o di orientamento:** è il prezzo che la Comunità vorrebbe raggiungere grazie alle politiche al fine di garantire un reddito equo ai produttori
- **Prezzo di intervento:** era il prezzo minimo garantito ai produttori. È il prezzo al di sotto del quale la Comunità interviene per stabilizzare il mercato (attraverso l'acquisto di eccedenze, il ritiro dei prodotti dal circuito alimentare, la loro trasformazione in prodotti di facile smercio o l'invio degli stessi ai paesi terzi bisognosi). Il prezzo delle produzioni non poteva scendere al di sotto di questo.
- **Prezzo di ingresso o di soglia:** era il prezzo minimo al quale deve entrare la produzione proveniente da paesi extra-UE

La PAC agì attraverso politiche commerciali ben precise:

- **Prelievi alle importazioni:** ogni prodotto agricolo che entrava nella Comunità doveva pagare un "dazio" di importo tale da allineare il prezzo finale a quello di orientamento (prezzo obiettivo CEE) e quindi corrispondeva alla differenza fra il prezzo di ingresso e quello internazionale.
- **Restituzioni alle esportazioni:** ogni prodotto agricolo comunitario veniva sovvenzionato all'export per raggiungere sui mercati di destinazione dei prezzi competitivi. Si otteneva, quindi, un contributo pari alla differenza fra il prezzo interno (più alto) e quello internazionale (più basso).

Figura 1 - Meccanismo di sostegno dei prezzi della PAC

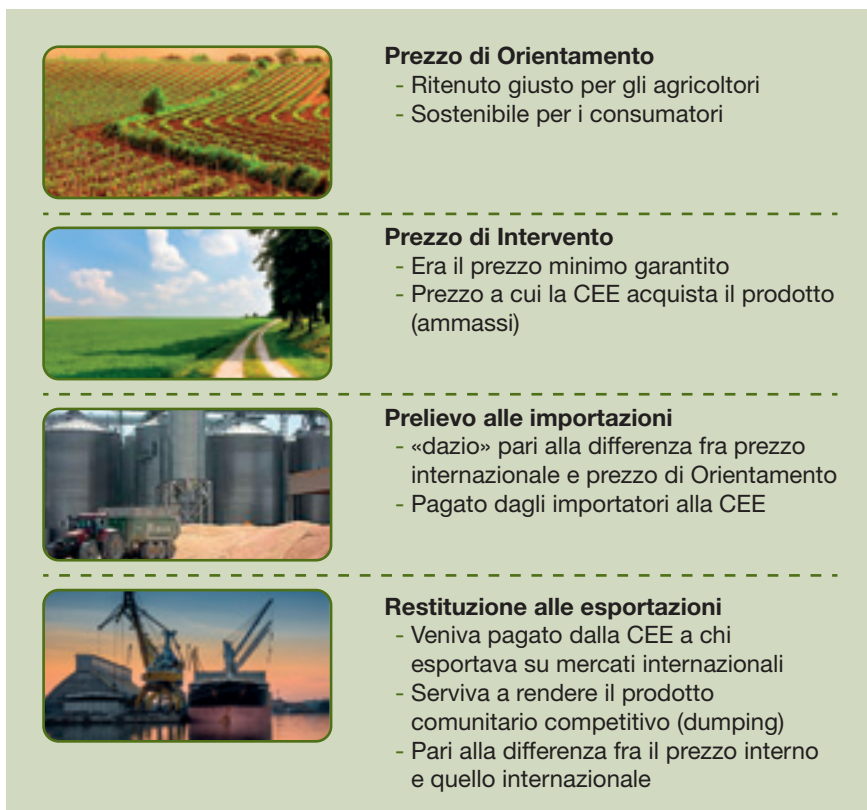


Figura 2: Dinamiche dei prezzi di intervento della PAC

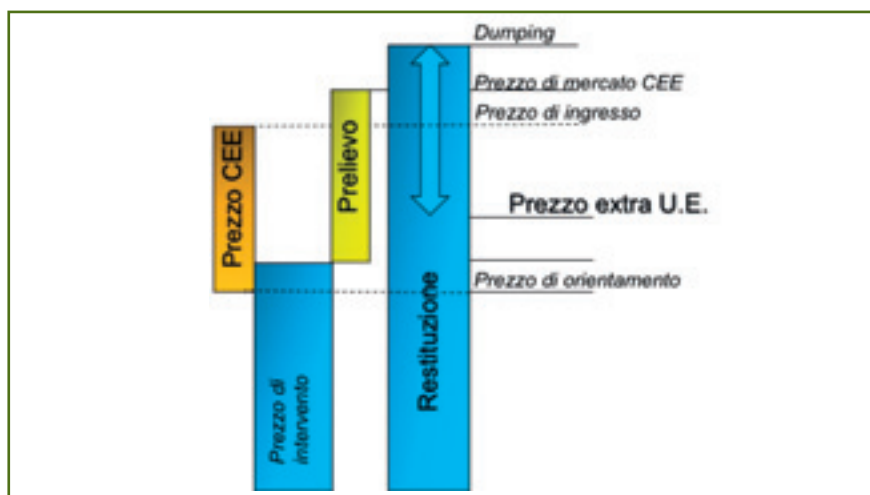


Figura 3: Autosufficienza UE

Autosufficienza U.E.	1973	1990	2000	2004	2012
Cereali	91	120	116	119	113
Latte in polvere			247	275	213
Carne bovina	96	108	103	99	101
Carne suina	100	104	110	106	111
Pollame	102	105	109	103	104

Ma gli effetti negativi non mancarono:

- **Elevato costo** della PAC per i contribuenti (fino al 75% del bilancio UE per agricoltura)
- Formazione di **eccedenze** notevoli (ammasso, distruzione, dumping, inaccettabilità sociale)
- Danni alle agricolture dei Paesi poveri o emergenti (ricevevano cibo UE a bassi costi)
- Squilibri territoriali nella U.E. - Prezzi dei prodotti agricoli artificialmente alti
- Spinta alle produzioni intensive (obiettivo di massimizzazione delle rese)
- Effetti sull'ambiente non positivi

1.2.3 Le eccedenze e le difficoltà di mercato



I meccanismi della PAC creano, quindi, sul finire degli anni '80, una situazione di tensione internazionale e problemi di accettabilità sociale legati ai costi del sistema ed alle implicazioni più insostenibili, quali la distruzione delle eccedenze di cibo.

In quel periodo si introdussero i primi correttivi per far fron-

te alle eccedenze, in particolare:

- Sistema delle quote (es. quote latte) con tetti di produzione
- Aiuti alla trasformazione (es. latte in polvere, carne congelata)
- *Set Aside*: obbligo di ritiro dei terreni dalla produzione (10-12% delle superfici)

Una soluzione radicale fu, però, trovata solo negli anni '90 con la riforma Mc Sharry. Essa venne attuata su spinta interna ed internazionale (GATT) e cambiò profondamente l'agricoltura europea, gettando le basi della nuova visione incentrata sull'agricoltura sostenibile ed a elevata valenza ambientale:

- Valorizzazione della **funzione ambientale** dell'Agricoltura
- Produzioni estensive ed a minore impatto ambientale
- **Allineamento dei prezzi UE a quelli internazionali** (riduzione dei prezzi di intervento, disaccoppiamento degli aiuti resi indipendenti dal prezzo dei prodotti)

- Agricoltura multifunzionale (artigianato, turismo, energia, forestazione, ecc.)
- **Ritiro dei seminativi dalle produzioni: set aside e imboschimento** di superficie agricole
- Risale a quegli anni l'introduzione dell'agricoltura biologica in Europa (Reg. 1092/91/CE)

Le misure più incisive per la riduzione delle eccedenze furono il *set aside*, l'incentivo all'imboschimento dei terreni agricoli ed il disaccoppiamento degli aiuti.

Alcune di queste misure sono a tutt'oggi attive e continuano a disincentivare le produzioni agricole europee ed italiane (es. imboschimenti e *set aside* facoltativo).

1.2.4 Il set aside e l'andamento della SAU

Fonte: ilnuovoagricoltore.it



La messa a riposo dei terreni (*set aside*) è stata introdotta per la prima volta dalla Commissione Europea nel 1988, per far fronte alla sovrapproduzione di cereali in Europa. La misura consisteva nel ridurre l'offerta cerealicola per ridurre gli alti costi di gestione degli stock e adattare il settore cerealicolo europeo

alle condizioni di mercato.

Nel corso degli anni, tuttavia, il *set aside* obbligatorio ha impedito al settore cerealicolo europeo di adattarsi alle mutate condizioni di mercato, caratterizzate da una crescente domanda di cereali per l'alimentazione umana, per l'alimentazione animale e per la produzione di biocarburanti. Così il ritiro obbligatorio dei seminativi è stato completamente abolito a partire dal 2009, a seguito delle decisioni prese nell'ambito della "valutazione dello stato di salute" della PAC. Nel 1993 il *set aside* interessava il 15% della superficie aziendale a COP (cereali, semi oleosi e piante proteiche) per un totale di circa 619.630 ha a riposo. L'anno prima di essere abolito, nel 2007, il *set aside* riguardava il 10% dei seminativi per un totale di circa 423.370 di terreni incolti. Per mitigare l'impatto negativo del *set-aside* sui redditi dei produttori e a frenare l'abbandono dell'attività produttiva nelle zone marginali, la riforma del 1992 (Reg. 1765/92) introdusse la possibilità coltivare colture non-food sui terreni a riposo. Con le successive riforme del 1999 e del 2003, la produzione di colture non-food sul *set aside* è stata esplicitamente legata alla produzione di biomasse per fini energetici, prevedendo la possibilità di produrre colture energetiche sul *set aside*. L'utilizzo del mais come coltura energetica ha quindi in parte sostituito la messa a riposo dei terreni e dato un'alternativa agli agricoltori.

1.2.5 Il biogas e l'uso del suolo

La sviluppo degli impianti biogas a partire dal 2008 si va ad inserire in questo scenario di progressiva riduzione della superficie coltivata. In Figura 4 si può osservare l'andamento del *set aside* dal 1993, anno della sua costituzione sino al termine 2007 ultimo anno in cui è stato applicato.

Nell'analisi si sono considerati solo i terreni lasciati a riposo che beneficiavano di incentivi pubblici⁽²⁾. Il grafico inoltre riporta l'estensione dei terreni destinati a colture energetiche per produrre biogas dal 2007 al 2016 calcolati utilizzando i MW di biogas agricolo installati in Italia (fonte GSE⁽³⁾) ed ipotizzando una percentuale fra il 70% e il 75% in energia di colture energetiche nell'alimentazione degli impianti. Si può notare come le colture energetiche abbiano sostituito il *set aside* nell'uso del suolo in misura ridotta raggiungendo un picco di 228.000 ettari che corrisponde a poco meno del *set aside* del 1997. Da Figura 5-A si nota infatti che i terreni destinati alla produzione di biogas hanno sostituito solo il 37% del *set aside* dell'anno 1993, corrispondente a 619.630 ha.

La superficie coltivata a colture energetiche destinate ai digestori rappresenta dunque una minima percentuale nel panorama italiano. La SAU⁽⁴⁾ italiana nel 2016 ammontava a circa 12,6 milioni di ettari. Considerando che nel 2016 erano installati impianti a biogas agricolo per una potenza complessiva di 978 MWe e che il 70% circa del fabbisogno proveniva da colture dedicate, la percentuale di terreni agricoli destinati a colture energetiche per produrre biogas risultava l'1,8% della SAU complessiva (Figura 5-B), una quota minima al di sotto della rilevabilità e della variabilità stagionale naturale delle produzioni. Va sottolineato che questa percentuale tiene in conto solamente le colture energetiche utilizzate per produrre biogas e non di quelle impiegate in altri utilizzi (es. biodiesel, biomasse per teleriscaldamento, etc.).

(2) EUROSTAT "*Set-aside areas under incentive schemes - total*" <http://ec.europa.eu/eurostat/web/agriculture/overview>

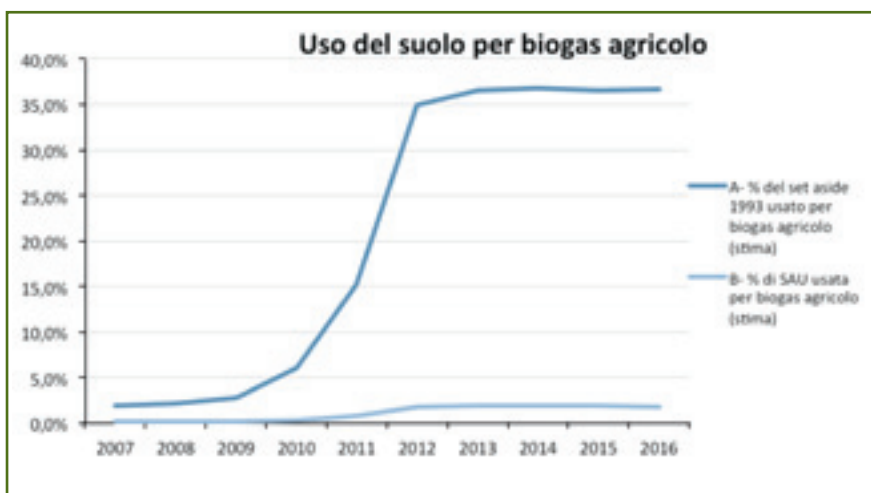
(3) Rapporti statistici GSE 2008-2016

(4) Superficie Agricola Utilizzata, cioè la superficie investita ed effettivamente utilizzata in coltivazioni

Figura 4. A - Andamento dei terreni italiani destinati a colture energetiche per biogas (stimato partendo da dati GSE); B- Andamento del set aside, considerando la parte di set aside incentivata (fonte EUROSTAT).



Figura 5. A - Percentuale del set aside del 1993 (619.630 ha) utilizzata per produrre colture energetiche impiegate nei digestori degli impianti biogas (stimata partendo da dati GSE e EUROSTAT); B- Percentuale della SAU italiana occupata da colture energetiche destinate a produrre biogas (stimata partendo da dati GSE e EUROSTAT).

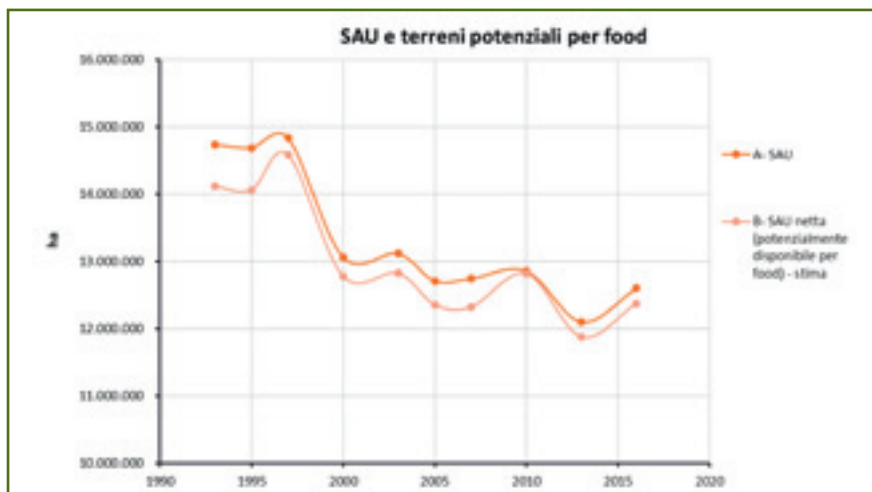


L'andamento della SAU in Italia riportata in Figura 6- A (fonte EUROSTAT⁽⁵⁾) mostra la drastica diminuzione della superficie agricola, a causa dell'espansione delle aree urbanizzate e la cessata coltivazione delle terre. Nel corso di 23 anni, ovvero dal 1993 al 2016, la SAU è diminuita del 15%, con l'effetto di una diminuzione anche dei terreni potenzialmente disponibili per colture alimentari. In Figura 6- B è riportata una stima dei terreni potenzialmente disponibili per food, calcolati considerando il valore di SAU totale e sottraendo prima i terreni destinati al *set aside* e poi, dal 2007 quelli impiegati per colture energetiche.

Si nota che la superficie agricola potenzialmente usata per finalità alimentari è diminuita per via della diminuzione della SAU, ma non è stata influenzata in grande misura dallo sviluppo degli impianti biogas. Lo scenario di colture energetiche in competizione con le colture destinate a fini alimentari e di "competizione" fra questi due impieghi del suolo non è quindi realistica; anzi, l'utilizzo di colture energetiche ha consentito e tuttora consente di utilizzare terreni che altrimenti rimarrebbero improduttivi. La produzione di biogas da matrici agro-zootecniche ha avuto in questi anni una funzione di conservazione del territorio agricolo in quanto ha permesso di utilizzare colture come silomais e sorgo provenienti da superfici *set aside*. Inoltre, per la tipologia di conduzione espressa dalle aziende titolari degli impianti a biogas, queste produzioni hanno beneficiato di pratiche colturali evolute, quali sistemi irrigui ad elevato risparmio in acqua e pratiche di mantenimento della fertilità come l'introduzione di distribuzione di reflui zootecnici ad elevata efficienza e sovesci colturali. Inoltre, i prodotti utilizzati negli impianti a biogas (mais insilato, pastone di mais, triticale...) hanno rese produttive superiori a quelle dei sottoprodotti (reflui zootecnici, siero di latte...). Utilizzare colture energetiche ad alta resa negli impianti consente di ridurre il consumo di suolo poiché, a parità di energia prodotta, è necessaria una quantità minore di biomassa e di terreno.

(5) EUROSTAT - <http://ec.europa.eu/eurostat/web/agriculture/data/database>

Figura 6. A - Andamento della SAU italiana dal 1993 al 2016 (fonte EURO-STAT); B - Andamento dei terreni destinati potenzialmente a produzioni food (stimato partendo da dati GSE e EUROSTAT).



La scelta di non utilizzare in prospettiva colture dedicate ad alta resa (es. insilato di mais) a vantaggio di colture secondarie, intercalari, ecc porta inevitabilmente all'aumento della superficie agricola destinata a colture energetiche.

Figura 7 - Superficie necessaria per alimentare un impianto biogas da 1.000 kWe

	kWe/t d	t/d	t/y	t/ha	ha
Mais insilato ceroso	20,8	48,08	17.548	62,00	283
Mais pastone integrale	42,8	23,35	8.523	30,00	284
Triticale insilato	16,4	60,75	22.174	25,00	887
Sorgo granella Insilato	15,4	64,80	23.653	24,00	985
Loietto insilato	13,0	76,72	28.003	20,00	1.400

1.3 Andamento storico dei prezzi dei prodotti agricoli connessi al biogas

1.3.1 Contesto

Il prezzo di mercato dei prodotti agricoli ha subito marcate fluttuazioni negli anni successivi al picco dell'avvio degli impianti biogas (2009-2012). L'andamento dei prezzi agricoli risulta influenzato, come noto, da dinamiche internazionali più che da situazioni locali e per questo motivo è estremamente difficile fare previsioni e immaginare scenari sui futuri andamenti delle quotazioni.

Fonte: CMA



Pare in ogni caso evidente che il costo di approvvigionamento delle biomasse agricole nobili sarà in futuro difficilmente conciliabile con scenari di riduzione dell'incentivo elettrico a meno di conseguire una adeguata valorizzazione di tutti i prodotti in uscita

dall'impianto (elettricità, calore, CO₂, digestato). Occorrerà, quindi, perseguire una strategia di diversificazione dell'alimentazione unitamente alla ricerca di valorizzazioni aggiuntive dei prodotti degli impianti.

I costi di approvvigionamento dei reflui zootecnici si sono, al contrario, mantenuti piuttosto costanti e risultano esclusivamente legati a dinamiche locali ed ai costi reali di approvvigionamento (trasporto, carico, scarico, personale, ecc). Quindi la dinamica dei costi di approvvigionamento è maggiormente gestibile tramite l'impiego, seppur parziale, di effluenti zootecnici.

L'impiego di reflui comporta, però, alcune evidenti problematiche legate al loro scarso potere metanigeno (scarsa concentrazione energetica rispetto ai prodotti agricoli) che ne condizionano pesantemente l'impiego diffuso. I costi di trasporto ed i relativi costi energetici ed ambientali sono, infatti, decisamente rilevanti ove ad essere trasportato è un materiale a scarsa concentrazione energetica. L'utilizzo dei reflui è virtuoso dal punto di vista economico ed ambientale solo se effettuato "a chilometro zero" e cioè con approvvigionamento da distanze decisamente contenute.

L'impiego di sottoprodotti provenienti dalle filiere agricole ed agroindustriali si è rivelato decisamente interessante ma i costi di approvvigionamento si sono rivelati inscindibilmente legati a quelli del mais con riferimento al loro potere energetico. Il loro impiego risulta, quindi, diffuso solo in contesti agricoli ad elevato carico zootecnico o con alta densità di impianti, ove l'approvvigionamento di prodotti agricoli risulta difficoltoso o costoso (alcune aree della Lombardia). In contesti rurali più estensivi le biomasse vegetali sono normalmente preferite ai sottoprodotti agroindustriali. L'approvazione di norme restrittive sulla classificazione del digestato hanno, inoltre, ridotto il ventaglio dei sottoprodotti impiegabili, rendendo contestualmente più complesse le procedure amministrative per l'acquisizione degli stessi (contratti pluriennali, analisi, ecc).

Nei successivi capitoli si analizzerà sinteticamente l'andamento dei prezzi delle biomasse impiegate negli impianti, cercando di valutare in che termini le diverse matrici possano rappresentare una risorsa nell'ambito della strategia 2024.

1.3.2 Le dinamiche di prezzo delle biomasse

Fonte: Noi siamo agricoltura



L'andamento storico del prezzo delle biomasse energetiche risulta inscindibilmente legato a quello della coltura energetica di riferimento nei contesti padani: il mais.

La produzione di mais dagli anni '90 del secolo scorso fino ad oggi è cresciuta stabilmente in modo da raggiungere nel 2006 circa 700 milioni di

tonnellate con un incremento del 40% rispetto a circa 500 milioni del 1990. Nello stesso periodo di tempo la superficie utilizzata per coltivarlo è salita da circa 130 milioni di ettari a oltre 144 milioni di ettari, con una variazione del 12%. La coltivazione del mais risulta diffusa nelle principali aree agricole del mondo anche se essa è presente in ognuna di esse con caratteristiche diverse.

Il primo posto fra i produttori mondiali si collocano gli Usa con 30 milioni di ettari pari a poco più del 20% del totale mondiale e una produzione di 270 milioni di tonnellate corrispondenti al 40% di quella complessiva. Al secondo posto si trova la Cina, con 27 milioni di ettari, 18% del totale mondiale, e 145 milioni di tonnellate, 19%, al terzo posto il Brasile con 12,6 milioni di ettari (7,8%) e 42 milioni di tonnellate (5%), al quarto il Messico con 7 milioni di ettari (5,5%) e 21,5 milioni di tonnellate. I primi quattro Paesi totalizzano il 51,6% della superficie e il 67,5% della produzione. Se si considerasse l'Ue a 25 con il 4,1% della superficie e il 7,2% della produzione come un aggregato unico, la concentrazione dei primi 5 produttori salirebbe al 55,7% della superficie e al 69,7% della produzione. Da notare che fra i primi 15 produttori troviamo in settima posizione la Francia e in decima l'Italia. Il livello di concentrazione di superfici e produzioni è sostanzialmente analogo a quello che si può riscontrare anche per frumento e riso, ma cambiano in maniera abbastanza rilevante i primi cinque produttori. Per il riso, infatti, essi appartengono tutti all'Asia Orientale, per il frumento oltre a Cina e India vi sono gli Usa, la Russia e l'Ue a 25 che sarebbe il principale produttore mondiale. Nel caso del mais, come abbiamo visto, rimane fra i Paesi asiatici la Cina e aumenta il peso delle Americhe e dell'Europa.

La fluttuazione storica del prezzo del mais ha vissuto diverse fasi congiunturali per il periodo 1993-2016, tra cui:

- 1995 è iniziata una repentina crescita dei prezzi per effetto di una congiuntura rialzista a livello internazionale; in tale circostanza l'Unione Europea applicò le tasse all'esportazione per avvantaggiare l'offerta interna e contenere i prezzi.
- Dal 1997 al 2003, il mais ha registrato una fase di stagnazione, con prezzi al di

sotto della media durante la quale si sono alternati prezzi molto bassi (anche al di sotto di 120 euro/tonnellata) con qualche lieve innalzamento; in questa fase è entrata in vigore Agenda 2000, che ha ridotto il prezzo di intervento dei cereali del 15%. In molti Paesi dell'Ue, a causa dei bassi prezzi, il mais era portato frequentemente all'intervento.

- Lo scarso raccolto del 2003, causato da una fortissima siccità, ha portato ad una forte impennata dei prezzi da 120 euro/tonnellata a 180 euro/tonnellata.
- Il 2004 ha fatto registrare un record produttivo sia nell'Ue che in Italia, per effetto di favorevoli condizioni climatiche; l'effetto fu una repentina caduta dei prezzi che si è protratta per tutto il 2005. Nel frattempo, è entrato in vigore il disaccoppiamento, che ha avuto un effetto di riduzione delle superfici coltivate, essendo il mais una delle colture più premiate dalla vecchia PAC.



- Dal 2006 è iniziata una fase di leggera risalita dei prezzi in Italia, mentre nel resto d'Europa la produzione di mais rimaneva eccedentaria e frequentemente veniva collocata all'intervento, soprattutto in Ungheria; per affrontare il problema, nel giugno 2007, il Consiglio europeo ha deciso l'azzeramento dell'intervento per il mais.

- Con l'approssimarsi dei raccolti del 2007, a partire da agosto di quell'anno è iniziata una repentina impennata dei prezzi, sostenuta dalla diminuzione della produzione mondiale e dalla conseguente riduzione delle scorte, nonché da un leggero aumento dei consumi per

l'alimentazione zootecnica e per i biocarburanti. In questa situazione, si sono innescati forti fenomeni speculativi a livello mondiale, che hanno generato un'eccezionale ascesa dei prezzi, fino a 240 euro/tonnellata nel gennaio 2008.

- Lo scenario del commercio delle commodity agricole è cambiato totalmente con i raccolti del 2008, come abbiamo già descritto per i frumenti: i prezzi elevati, l'azzeramento del *set aside* obbligatorio all'interno dell'Ue e l'andamento climatico positivo nel 2008 hanno portato ad un raccolto record dei cereali e, di conseguenza, ad una nuova tendenza al ribasso, partire dal mese di giugno. Il mais è il cereale che ha maggiormente risentito dell'aumento dell'offerta e della fine della bolla speculativa, tanto che i prezzi del secondo semestre del 2008 si sono posizionati ai livelli più bassi di tutta la serie storica 1993-2008.
- La tendenza al calo è continuata nel 2009, mentre a partire da quell'anno l'impatto della crisi mondiale ha generato una bolla speculativa sulle commodities agricole, provocando un repentino e drastico aumento dei prezzi che raggiunto un massimo nel 2011.
- Fra il 2012 ed il 2015 il brusco calo dei prezzi del barile unitamente ad un aumento degli stock internazionali ed a una contrazione dei consumi ha provocato un crollo delle quotazioni che si è prolungato per anni raggiungendo un picco negativo a fine 2014.
- A partire da fine 2015 i prezzi internazionali hanno registrato una nuova fase di

graduale crescita dei prezzi.

L'andamento dei prezzi del mais negli ultimi 20 anni, per effetto delle motivazioni sopra esposte, ha, quindi, visto fluttuazioni importanti. Si è preso come riferimento, ai fini della presente analisi, il rilevamento mensile ISMEA dei prezzi all'origine del mais (<http://www.ismeamercati.it/>) e si sono analizzati i dati disponibili fra il 1993 ed il 2018. I risultati sono riportati nelle seguenti tabelle.

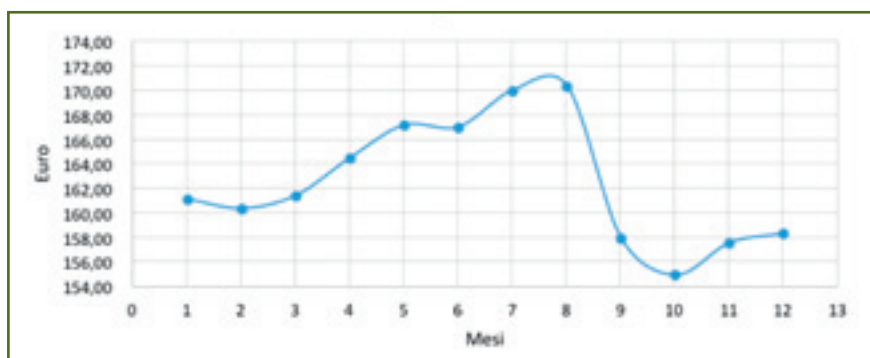
Figura 8 - Andamento dei prezzi all'origine del mais fra il 1993 ed il 2016 (Ismea)



Il prezzo annuale medio minimo è stato toccato nell'ottobre 1995 con 114,85 €/t, mentre il valore più alto si è registrato a Luglio 2011 con 265,67 €/t.

L'andamento medio dei prezzi mensili vede un picco massimo collocato nei mesi di luglio ed agosto, mentre il picco minimo viene registrato nel mese di ottobre.

Figura 9 - Andamento dei prezzi medi mensili del mais fra il 1993 ed il 2015 (Ismea)



È molto interessante osservare l'andamento dei prezzi del mais nel periodo 2009-2016 che è coinciso con la massima espansione degli impianti biogas (2009-2012) e stabilizzazione del loro numero (2013-2016).

Si può notare che dopo una fase congiunturale di crescita dei prezzi del mais coincide con il momento di massima espansione degli impianti (2009-2012) si è verificata una fase di significativa contrazione dei prezzi proprio quando il sistema del biogas nazionale ha raggiunto l'apice di consumo di materie prime.

Tale grafico conferma le dinamiche di prezzo attese da modelli macro economici che vedono l'andamento dettato prevalentemente da fattori internazionali (espresso chiaramente dagli andamenti del Chicago Board of Trade (Cbot). Molto scarsa risulta l'incidenza se non a livello strettamente locale della domanda di biomasse energetiche formulata dal settore del biogas.

1.4 La tecnologia e il sistema di incentivi

1.4.1 La digestione anaerobica

Fonte: CMA



La digestione anaerobica è un processo biologico che in assenza di ossigeno trasforma la sostanza organica in biogas, cioè una miscela costituita principalmente da metano e anidride carbonica. Il vantaggio del processo è che partendo da materia organica si ottiene energia rinnovabile sotto forma di un gas combustibile ad elevato potere calorifico.

Le matrici utilizzabili negli impianti sono molteplici e sono raggruppabili essenzialmente in tre categorie: colture dedicate (mais, sorgo, tritale...), gli scarti agricoli (effluenti zootecnici, stocchi, ecc) e gli scarti dell'agroindustria. Il biogas prodotto alimenta un motore per produrre energia elettrica e termica. Con 1 m³ di biogas è possibile produrre mediamente 1,8-2 kWh di energia elettrica e 2-3 kWh di energia termica. In alternativa il biogas può essere depurato fino all'ottenimento di biometano, prodotto del tutto analogo al metano di rete ma di origine biologica e rinnovabile. I sistemi di incentivazione che si sono evoluti nel tempo hanno portato alla realizzazione di centinaia di impianti nel nord Italia, di taglia fra 100 kWe e 999 kWe.

1.4.2 Il DM 18 luglio 2008

La produzione di energia elettrica da biogas agricolo è iniziata in modo effettivo a seguito della introduzione delle Tariffe Omnicomprensive avvenuta per la prima volta con la Legge 244/2007 e quindi regolata dal D.M. 18/12/2008. Il sistema si è concre-

tamente avviato a seguito della pubblicazione della Legge 23 luglio 2009 n. 99 che ha fissato la tariffa incentivante per la cessione di energia a 280 €/MWh.

La Tariffa Onnicomprensiva costituiva il meccanismo di incentivazione riservato agli impianti qualificati IAFR (impianto alimentato da fonti rinnovabili), di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW. Tale sistema di incentivazione è rimasto in vigore fino al 31/12/2012.

La tariffa veniva riconosciuta per un periodo di 15 anni e veniva detta “onnicomprensiva” in quanto il suo valore includeva una componente incentivante e una componente di valorizzazione dell’energia elettrica immessa in rete.

1.4.3 Lo spalma incentivo facoltativo del DM 6 novembre 2014

Una problematica molto sentita dai titolari degli impianti biogas incentivati sulla base del DM 18/12/2008 è quella legata al cosiddetto spalma incentivi volontario. Il Dm Sviluppo economico 6 novembre 2014, in attuazione dell’articolo 1 commi 3, 4, 5 e 6 del Decreto legge 23 dicembre 2013 n. 145, cosiddetto “Destinazione Italia”, convertito in Legge n. 9/2014, offrì, infatti, ai titolari degli impianti una opzione, accettando la quale si ribassava sostanzialmente l’incentivo percepito prolungando di 7 anni il periodo di incentivazione. Il taglio proposto fu tale da renderlo di fatto inaccettabile pena il venir meno dei business plan ipotizzati e sulla base dei quali gli impianti erano stati finanziati dalle banche. L’opzione non fu, quindi, accettata sostanzialmente da nessun impianto biogas agricolo, con la conseguente applicazione delle penalità previste dalla norma che prevedeva il divieto di accesso a qualsiasi tipo di incentivazione elettrica al termine di quella in vigore.

Il divieto imposto dallo spalma incentivi rappresenta, quindi, ad oggi, un ostacolo sostanziale alla prosecuzione dell’attività di produzione elettrica degli impianti al termine degli incentivi.

1.4.4 Il DM 6 luglio 2012

Dal 1° gennaio 2013 ha iniziato a trovare applicazione il DM 6 luglio 2012 (Decreto FER) che fissava tariffe incentivanti decisamente ridotte (vedi tabella) ma operanti per la durata di 20 anni.

Con il DM 6 luglio 2012 si è avviata una nuova fase del sistema che basava l’accesso agli incentivi su alcuni presupposti:

- Tariffe differenziate per taglia e tipo di alimentazione
- Accesso diretto per impianti fino a 100 kWe
- Iscrizione a registri periodici con dotazione fissa di potenza per gli altri impianti
- Limite massimo di spesa a carico del sistema elettrico fissato in 5,8 Mld di euro annui.

Figura 10 - Tariffe previste per il biogas dal DM 6 luglio 2012

BIOGAS	A) Prodotti di origine biologica	1<P≤300	20	180
		300<P≤600	20	160
		600<P≤1000	20	140
		1000<P≤5000	20	104
		P>5000	20	91
	B) Sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1- A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi di quelli di cui alla lettera c)	1<P≤300	20	236
		300<P≤600	20	206
		600<P≤1000	20	178
		1000<P≤5000	20	125
		P>5000	20	101
	C) Rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata fortemente con le modalità di cui all'Allegato 2	1<P≤1000	20	2016
		1000<P≤5000	20	109
		P>5000	20	85

La tariffa era, come anticipato, legata alla taglia ed al tipo di alimentazione dell'impianto, con preferenza per impianti fino a 300 kWe alimentati almeno al 70% da sottoprodotti (reflui zootecnici ecc) che potevano beneficiare di una tariffa di 236 €/MWh.

1.4.5 Il DM 23 giugno 2016

Il sistema di incentivazione del DM 6 luglio 2012 ha continuato ad operare in modo esclusivo fino all'emanazione del nuovo, ed atteso, DM 23 giugno 2016 che ha modificato, seppur non in modo significativo, il precedente sistema. A partire dal giugno 2016 era vigente un regime sovrapposto, durante il quale continueranno ad andare in esercizio impianti incentivati con il vecchio sistema se iscritti nei precedenti registri e hanno continuato ad operare le regole previgenti per gli impianti avviati entro il giugno 2017. Una delle novità introdotte dal nuovo decreto è quella dell'esclusione dell'impiego del mais per l'alimentazione degli impianti, divieto che è diventato operativo per gli impianti entrati in esercizio a partire dal luglio 2017. Per gli impianti fino a 100 kWe è stato possibile (ma non obbligatorio) l'accesso diretto agli incentivi, pur nel rispetto del budget di 5,8 Mld di Euro all'anno di costo massimo per il sistema elettrico.

Le tariffe previste dal nuovo decreto FER hanno subito modifiche solo lievi e non modificano sostanzialmente il quadro di incentivazione.

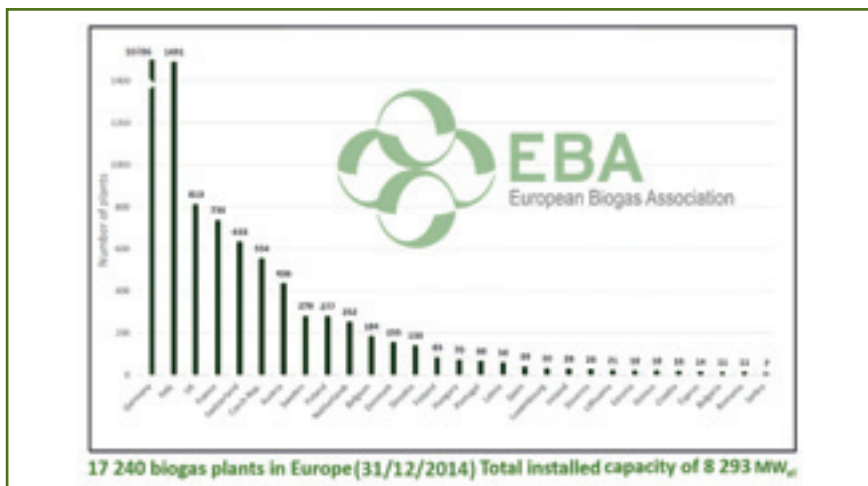
Figura 11 - Tariffe previste per il biogas dal DM 23 giugno 2016

BIOGAS	A) Prodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-B	1<P≤300	20	170
		300<P≤600	20	140
		600<P≤1000	20	120
		1000<P≤5000	20	97
		P>5000	20	85
	B) Sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1- A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi di quelli di cui alla lettera c)	1<P≤300	20	233
		300<P≤600	20	180
		600<P≤1000	20	160
		1000<P≤5000	20	112
		P>5000	-	-

1.5 La situazione attuale

1.5.1 La situazione in Europa

Andamento biogas EU Fonte: EBA



Il settore del biogas in Europa ha conosciuto un periodo di repentino sviluppo a cavallo tra gli anni 2009 e 2016, lasso di tempo in cui il numero delle installazioni è aumentato considerevolmente raggiungendo il suo massimo tra il 2010 e il 2012. Il maggior contributo alla crescita, quasi il 67%, è stato apportato dal settore agricolo: gli impianti biogas alimentati da substrati agricoli erano solo 4.797 nel 2009 mentre nel 2016 c'erano 12.496 impianti in esercizio (fonte EBA⁽⁶⁾). Recentemente si è assistito ad uno stallo nelle messe in esercizio, dovuto ai recenti cambiamenti delle legislazioni nazionali vigenti in materia, come la diminuzione degli incentivi pubblici. In questo scenario di cambio delle politiche energetiche per l'incentivazione del biogas rimangono tuttavia alcune eccezioni, come la Francia (93 nuovi impianti nel 2016) e il Regno Unito (41 nuovi impianti nel 2016), che sono attualmente i paesi con la maggior dinamicità nel settore.

Il comparto trainante del settore del biogas è certamente rappresentato dagli impianti alimentati con matrici di origine agricola. Nel 2016, la produzione di energia elettrica imputabile a questa famiglia di impianti rappresentava poco meno del 70% della produzione totale (fonte EBA⁽⁶⁾). I dati contenuti all'interno del rapporto dell'EBA del 2017 mostrano come in Europa il numero totale di impianti a biogas si attesti intorno alle 17.700 unità, di cui all'incirca 12.500 alimentati con substrati agricoli. La Germania in particolare occupa il gradino più alto del podio (61% delle installazioni totali), che si pone come leader nel settore davanti a Italia e Francia.

(6) Report EBA 2017

In Europa la capacità elettrica installata al 2016 era di poco inferiore ai 10.000 MW di cui circa 6.350 MW relativi al solo settore delle biomasse agricole. In questo caso specifico se si considera il dato relativo al 2011, la capacità installata era di circa 3.400 MW; da questi valori si evince che in appena cinque anni la capacità installata sia all'incirca raddoppiata. Per quanto riguarda l'energia elettrica generata la crescita è stata esponenziale. Partendo dai primi anni novanta con la messa in esercizio dei primi impianti, l'energia elettrica generata è schizzata da circa 915 GWh nel 1990 ai quasi 63.000 GWh del 2016. Anche qui un contributo preponderante è stato fornito dalle biomasse agricole, alle quali compete una quota di energia elettrica generata nel 2010 pari a circa 20.000 GWh, arrivando poco sopra i 45.000 GWh nel 2016. A partire dagli anni 2012-2013 si è assistito, in Europa, ad una fase di ripensamento sul settore che ha preso spunto dalla consapevolezza del graduale calo del costo di produzione delle fonti rinnovabili di massa (fotovoltaico, eolico, ecc) che non è stato seguito con la stessa rapidità dal calo del costo di produzione del biogas. Questa fonte origina, infatti, da biomasse agricole ed agroindustriali, il cui costo di approvvigionamento non è facilmente comprimibile. Vero è, in ogni caso, che anche il settore biogas sta conseguendo importanti obiettivi di ottimizzazione dei costi raggiunti grazie all'innovazione tecnologica, al miglioramento delle competenze ed all'ottimizzazione delle diete.

Il settore, quindi, sta attraversando un momento di crisi in tutta Europa e gli Stati stanno già pensando a soluzioni alternative agli incentivi pubblici. Mentre la Francia vuole puntare sulle riconversioni al biometano, in Germania si cerca di passare dagli incentivi diretti agli incentivi su base d'asta accompagnati dall'erogazione di servizi elettrici alla rete retribuiti al produttore (flessibilità, capacity payment, ecc). Nel 2017 gli impianti biogas esistenti, che andranno a fine incentivo nel 2021, hanno avuto l'opportunità di richiedere ulteriori fondi della durata di 10 anni per l'elettricità prodotta, attraverso un'asta pubblica. Il valore più basso per aggiudicarsi un contratto è stato 9.86 cent/KWh (fonte Biogas Journal⁽⁷⁾). L'offerta media (mediata sul volume) è stata di 14.3 cent/kWh. Come ci si aspettava, il volume delle offerte accettate è stato al di sotto del valore messo all'asta. Questo è stato dovuto al fatto che il valore massimo a base d'asta era relativamente basso, specialmente per nuovi impianti. Ma anche al fatto che c'è poco interesse a partecipare a un'asta così presto, rinunciando alle attuali condizioni di incentivazione degli impianti esistenti, i cui finanziamenti non finiranno fino alla fine del 2021. Se avessero partecipato al processo d'asta, questi impianti avrebbero, infatti, perso parte dei loro attuali (alti) incentivi, nel caso fossero stati aggiudicatari di un contratto.

1.5.2 La situazione in Italia

La gran parte degli impianti biogas italiani è entrata in esercizio con il sistema ante 31/12/2012 e quindi beneficia di una tariffa da 280 €/MWh e sarà incentivato per 15 anni. Gli impianti a 0,28 andranno, quindi, a fine incentivo fra il 2024 ed il 2027, anno nel quale si verificherà il picco dei fine incentivo sugli impianti italiani. L'andamento

(7) Biogas Journal, Autunno 2017

degli avviamenti degli impianti biogas entrati in esercizio in Italia fra il 2008 ed il 2016 è quello evidenziato nella tabella successiva⁽⁸⁾. L'effetto del sistema di incentivazione 2008-2012 risulta evidente e confermato dal sostanziale crollo degli avviamenti a seguito dell'entrata in vigore del Decreto FER (1/1/2013).

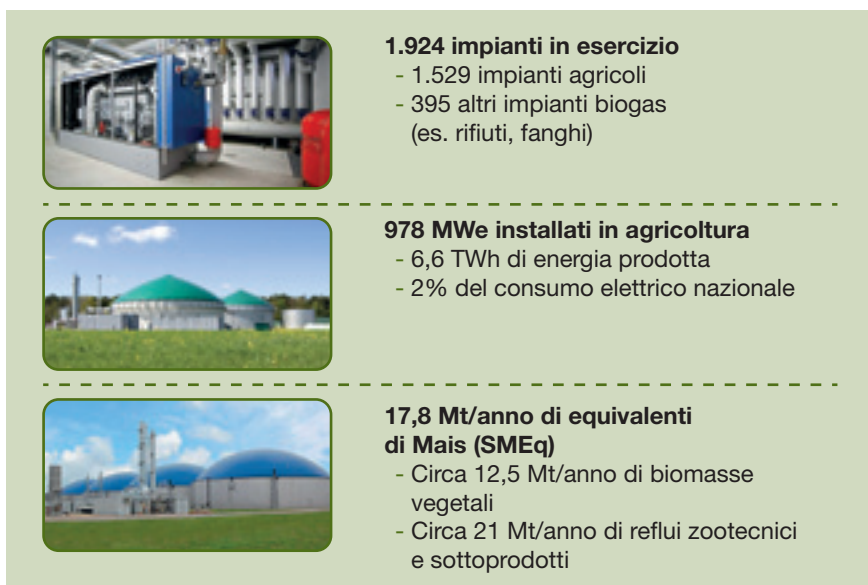
Figura 12 - Impianti biogas realizzati in Italia fra il 2008 ed il 2016 (fonte GSE2)

N° impianti	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Realizzati	35	24	117	323	669	131	63	104	63
Esistenti	35	59	176	499	1168	1299	1362	1466	1529

Nel 2016 la potenza degli impianti alimentati con le bioenergie, di cui il biogas rappresenta la prima per produzione davanti a biomasse solide e bioliquidi, rappresentava il 7,9% della potenza complessiva degli impianti alimentati da fonti rinnovabili installati in Italia (fonte GSE3). Analogamente alla situazione europea, anche in Italia il biogas agricolo rimane il traino del settore; gli impianti a biogas da matrici agro-zootecniche, infatti, ricoprono il 68,7 % della capacità installata totale degli impianti biogas (fonte GSE3).

L'attuale fase vede una sostanziale stabilità della produzione elettrica da biogas, con gli ultimi impianti entrati in esercizio a dicembre 2017. Ad oggi non sono previsti incentivi statali per la messa in esercizio di nuovi impianti biogas e le normative vigenti in termini di bioenergie mirano a promuovere lo sviluppo del biometano per autotrazione.

Figure 13 - Situazione del biogas in Italia (GSE 2016)



⁽⁸⁾ Con provvedimenti successivi al 2009 sono stati ammessi alla TO di 0,28 €/kWh alcuni impianti entrati in esercizio prima della Legge 99/2009. Per tale motivo alcuni impianti incentivati sono entrati in esercizio già dal 2008.

> L'INTERVISTA



Fabrizio Adani

Laurea in Scienze Agrarie e Dottore Agronomo (1988). Dottorato di Ricerca in Scienze Zootecniche Università della Basilicata cv protezione del Territorio (1993). Professore Ordinario di Chimica del Suolo, Suolo e Ambiente e Uso e Riciclo delle Biomasse Agricole ed Alimentari, presso la facoltà di scienze Agrarie dell'Università degli Studi di Milano. Interessi di ricerca: Biotrasformazione delle biomasse, Compostaggio Digestione anaerobica, Bioessiccamento, Biostabilizzazione, Produzione di bioenergia, Chimica del suolo Utilizzo di biomasse in agricoltura (fanghi, compost, digestati)

A cura di Dott.ssa Vanessa Gallo - Segretario nazionale FIPER

BIOGAS-AGRICOLTURA: UN SODALIZIO VINCENTE?

> Dal suo osservatorio, quale futuro immagina per gli impianti a biogas agricolo?

Una sempre più necessaria integrazione con l'attività agricola per la proposta di sistemi produttivi all'interno dell'Economia Circolare. Purtroppo negli ultimi anni si è assistito ad uno slittamento verso argomenti "a supporto del biogas" "meno agricoli" (es. biometano) a discapito della ricerca di una vera sinergia coll'attività agricola. L'Economia Circolare è stata "usata", ma di fatto sono stati presentati modelli "vuoti" senza basi tecniche e scientifiche che alla lunga non pagano né in termini economici né in termini di immagine (per ora paga solo l'incentivo).

Il recente decreto biometano ne è la prova. Pochi saranno gli esempi agricoli, molti quelli relativi all'uso dei rifiuti organici e il dopo incentivo rimane un punto interrogativo!

> Cosa intende per paradigma biogas= agricoltura?

Come sosteniamo da almeno 10 anni, il biogas dal mondo agricolo deve esser visto come una biotecnologia da integrarsi all'attività agricola, in grado di risolvere il problema della gestione dei reflui producendo fertilizzanti di pronto uso e/o trasportabili e al contempo risolvendo il problema dell'impatto dell'attività agricola sull'ambiente e la società, i.e. nitrati, emissioni, odori, gas serra, odori.

Bisogna meglio valorizzare la voce "fertilizzanti da digestati" nei termini di:

- Riduzione dei costi della fertilizzazione sostituendo integralmente i concimi di sintesi con prodotti dal biogas.
- Effetto marketing nella proposta di un'agricoltura che usa risorse rinnovabili, i.e. uso dei Fertilizzanti Rinnovabili e azzeramento dell'uso di concimi di sintesi.
- Proporre col biogas sistemi di produzione, valorizzazione e distribuzione dei Fertilizzanti Rinnovabili derivati dal biogas, centralizzati e/o consorziati per la promozione di sistemi agricoli più sostenibili (agricoltura di precisione e agricoltura conservativa), con riduzione dei costi di gestione reflui per gli agricoli e di fertilizzazione.

> Che contributo può apportare la filiera del biogas agricolo alla filiera zootecnica italiana a carattere intensivo?

Il contributo è enorme e nella nostra visione il biogas nasceva dalla necessità di “gestire” il refluo per poter immaginare di incrementare il numero di capi allevati senza recare danno all’ambiente e alla popolazione, anzi il contrario. È assurdo che in un periodo di forte sviluppo demografico, sociale ed economico del mondo, le produzioni agricole italiane non riescono a stare al passo colla “voglia” di Italia nel mondo. Un dato: l’Olanda che è grande come la Lombardia esporta ca. 90 Mil di prodotti agricoli (secondo esportatore al mondo dopo USA), l’Italia 45 Mil!!!. Negli ultimi 10 anni i capi allevati in Olanda sono aumentati e in Italia sono diminuiti. Ribadisco dobbiamo ripartire non dal concetto *biogas=incentivo=biocombustibile* ma dal paradigma *biogas=minor impatto ambientale=più allevamento=più export=di prodotti italiani di qualità*.

È una risposta anche ai nostri Laureati che cercano lavoro!

> Il mondo della ricerca in che direzione si sta orientando nell’identificare soluzioni che incrementino la sostenibilità agricola?

Il mondo della ricerca ha fatto e sta facendo molto con molte proposte che purtroppo rimangono inascoltate dalle organizzazioni di categoria e dagli enti pubblici. È stato dimostrato quanto sopra riportato nei diversi aspetti e ancora si lavora. Purtroppo l’esperienza mostra come a differenza di altri paesi (es. Olanda, Belgio, Spagna etc.) l’implementazione del prodotto della ricerca e le sinergie col mondo produttivo sono solo a parole.

Il paradigma *ricerca=scelte=implementazione* diviene *scelte=implementazione=ricerca*: si perde il ruolo guida della ricerca che deve porre il decisore davanti alla realtà dei fatti.

Con riferimento al ruolo della ricerca, si sottolinea come la Comunità Europea stia spingendo molto sul tema digestione anaerobica, recupero di nutrienti e economia circolare. Il Gruppo Ricicla è attualmente implicato in 5 progetti EU che hanno come filo conduttore proprio il recupero dei nutrienti con particolare riferimento alla digestione anaerobica quale biotecnologia utile a favorire tale recupero, in particolare:

- 1** VITISOM - VITiculture Innovative Soil Organic Matter management: variable-rate distribution system and monitoring of Impacts -- Integrating viticulture with anaerobic digestion. Organic matter recovery from digestate improving viticulture, Granted by EU-LIFE on 2016), che considera il digestato quale fertilizzante sostitutivo di quelli di sintesi per la promozione di una viticoltura sostenibile.
- 2** LIFE-DOP - Demonstrative mOdel of circular economy Process in a high quality dairy industry -, Granted by EU-LIFE on 2016), che considera l’uso dei digestati quali sostituti dei fertilizzanti di sintesi per la promozione di una vera Economia Circolare nella produzione di grana.
- 3** Systemic - Large-scale eco-innovation to advance circular economy and mineral recovery from organic waste in Europe-Systemic -Founded by EU- H2020-IND-CE-2016-17 ID proposal 730400-2 (awarded on 2016), volto al recupero

di nutrienti da rifiuti organici promuovendo l'economia circolare e approcci di agricoltura di precisione e conservativa su scala industriale (partner italiano industriale Acqua e Sole).

- 4 SABANA - Sustainable Algae Biorefinery for Agriculture and Aquaculture European Community-H2020-BG-2016-1, H2020-Proposal ID n. 727874 8Awarded on 2016). Volto al recupero di nutrienti da reflui per la produzione di biofertilizzanti e biostimolanti da biomassa algale.
- 5 Nutri2Cycle - Transition towards a more carbon and nutrient efficient agriculture in EuropeH2020 - SFS 2016 -2017 - Type of action: RIA Sustainable Food Security -Resilient and resource-efficient value chains Proposal ID 773682-2 (Awarded on 2017), volto a promuovere uno studio a 360° sul recupero di nutrienti per promuovere l'economia circolare anche attraverso nuove tecnologie e pratiche agronomiche innovative.

L'idea di recuperare nutrienti dai digestati non è nuova ed ha trovato risposte concrete in un progetto in collaborazione con FIPER, il cui risultato è stato il riconoscimento di un concime NP ottenuto dalla combinazione di ceneri di legno vergine con digestati, i.e. un primo esempio di applicazione dell'economia circolare e di promozione di prodotti ad elevato valore aggiunto dai digestati e di vera integrazione del biogas nella filiera agricola.

ANALISI DELLE RICADUTE ENERGETICHE E AMBIENTALI

A cura di Prof. Paola Caputo

**Paola Caputo**

Dipartimento di Architettura, Ingegneria delle Costruzioni e Ambiente Costruito (ABC), Politecnico di Milano.

Ingegnere per l'ambiente e il territorio con dottorato in Energetica, nel 2002 diviene ricercatore di ruolo di fisica tecnica ambientale al Politecnico di Milano, dove diventa Professore Associato nel 2017. In tale ambito svolge attività didattica e di ricerca sui temi dell'efficienza energetica, dell'integrazione di fonti rinnovabili e dell'ottimizzazione di sistemi energetici a scala di edificio, quartiere e città. Ha partecipato a numerosi progetti di ricerca nazionali e internazionali, pubblicandone i risultati in diversi ambiti scientifici.

1. INTRODUZIONE ALLA RICERCA

Il presente capitolo è dedicato all'analisi dei principali effetti energetico-ambientali caratterizzanti la produzione di biogas dalla filiera agricoltura-allevamento e la conversione del biogas in elettricità e calore.

In termini generali, i benefici più evidenti della filiera sono rappresentati dalla produzione di elettricità rinnovabile e, soprattutto nel caso delle aziende zootecniche, dalla trasformazione delle deiezioni animali in digestato che notoriamente presenta delle caratteristiche agro-ambientali migliori rispetto ai liquami di partenza. Globalmente, la generazione elettrica da biogas agricolo copre attualmente il 2% dei consumi elettrici nazionali, ma, in alcune regioni come il Friuli, tale valore raggiunge il 4%. Un punto di forza di tale risorsa è rappresentato dalla programmabilità e versatilità: si ha a disposizione una fonte di energia rinnovabile che può essere convertita quando occorre e, a seconda della disponibilità tecnologica e delle condizioni locali e globali, in diverse forme (biogas, elettricità, calore e biometano). Tali caratteristiche rendono tale bioenergia complementare rispetto ad altre fonti rinnovabili non programmabili abitualmente predilette per la generazione elettrica, creando così la possibilità di bilanciare la quota di elettricità rinnovabile presente sulla rete nazionale.

Il Consorzio Monviso Agroenergia (CMA), che rappresenta i gestori di impianti a biogas agricolo/zootecnico aderenti alla Federazione di Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili (FIPER), riunisce 121 impianti operanti nelle regioni Piemonte (principalmente) e Lombardia, per un totale di 65,52 MW elettrici. Le caratteristiche di questi impianti sono comuni a quelle del parco degli impianti distribuiti nella Pianura Padana e, più in generale, sul territorio nazionale. Tale condizione rende i dati riferibili agli impianti del CMA generalizzabili anche ad altri contesti nazionali.

Partendo dai dati resi disponibili dal CMA, a valle di alcune valutazioni statistiche sulle potenze installate, sulla caratterizzazione delle matrici in ingresso, sulla localizzazione e sull'età degli impianti, è stato definito un campione rappresentativo.

Il campione è costituito da sette impianti di potenza elettrica compresa tra 100 e 999 kW e con matrici di ingresso variabili, caratterizzate da una percentuale in peso di liquami compresa tra il 4% e il 94%. Tutti gli impianti si trovano in pianura (nelle province di Alessandria, Cuneo, Pavia e Torino), in zona climatica E e in aree raggiunte dalla rete del gas metano.

Le informazioni rilevate sui sette impianti campione, associati al CMA e denominati nel seguito con le lettere dalla A alla G, hanno permesso di evidenziare le caratteristiche generali degli impianti e, in particolare, le loro prestazioni energetiche ed ambientali.

Fonte: Mauro Montarsino



1.1 Descrizione del processo di digestione anaerobica

Il processo di digestione anaerobica implica la gestione delle seguenti fasi principali: approvvigionamento delle matrici in ingresso; produzione di biogas; conversione energetica del biogas agricolo; span-

dimento sui terreni del digestato prodotto.

Le matrici vengono caricate all'interno dei reattori atti alla digestione anaerobica con la concentrazione di sostanza solida (S.S.) prevista dalla tecnologia adottata e vengono poi miscelate per massimizzare l'attività dei batteri che attuano il processo e quindi la produzione di biogas. Successivamente, il biogas viene stoccato e inviato al cogeneratore, previa desolfurazione, raffreddamento e deumidificazione.

Il cogeneratore, attraverso la combustione del biogas, permette di generare energia meccanica e di trasformarla in energia elettrica. Tale energia, decurtata di quella necessaria per il funzionamento degli ausiliari di impianto, viene immessa nella rete di distribuzione nazionale. Il calore cogenerato viene usato per il mantenimento dei livelli di temperatura adeguati della digestione e per alimentare eventuali utenze termiche presenti nell'intorno dell'impianto (edifici, stalle ecc.).

Oltre al biogas, la cui produzione va massimizzata perché direttamente connessa ai ricavi derivanti dalla vendita dell'elettricità prodotta, un altro importante flusso di materia in uscita dal processo di digestione è costituito dal digestato, ovvero la materia organica digerita. Il digestato viene pertanto raccolto, trattato, stoccato e utilizzato sui campi, secondo le modalità previste dalla normativa e dal piano colturale dalle singole aziende. Il funzionamento delle differenti sezioni dell'impianto è gestito in modo automatico da un sistema di controllo e automazione con la supervisione di operatori specializzati.

Il digestato, al pari delle deiezioni animali, viene impiegato normalmente come fertilizzante e ammendante e per questo risulta utile per limitare e talvolta annullare l'impiego di concimi di sintesi, con ovvi benefici energetici, ambientali ed economici. Inoltre, se comparato rispetto all'uso di effluenti zootecnici stabilizzati e a parità di tecniche e strategie di spandimento, l'uso agronomico del digestato permette di ridurre l'impatto olfattivo, di apportare azoto maggiormente biodisponibile e di arricchire il contenuto di carbonio nei suoli. Tendenzialmente, le aziende con impianto di biogas sono dotate di un livello di meccanizzazione superiore e sono più evolute nelle tecniche agronomiche; ciò consente di avere anche un migliore controllo delle emissioni di campo rispetto ad altre aziende non provviste di impianto a biogas.

Le caratteristiche di biogas e digestato verranno descritte nella sezione 2.1 in riferimento al campione di impianti analizzato.

BOX 1: DIGESTATO E DIRETTIVA NITRATI

In alcuni contesti regionali, come nella Pianura Padana, dove l'attività agricola e di allevamento è più sviluppata, il contenuto di azoto del digestato costituisce un aspetto non trascurabile nella programmazione e nella realizzazione di impianti di produzione di biogas agricolo AA.VV. (2012)⁽¹⁾.

Infatti, molte zone di tale area sono state dichiarate "sensibili" ai sensi della Direttiva Nitrati (91/676/CEE) e, in tali aree, il limite di azoto derivante dagli effluenti zootecnici trasferibile sul terreno agricolo è fissato in 170 chilogrammi annui per ettaro. Tale vincolo comporta, sovente, la necessità di disporre di una SAU (superficie agricola utile) maggiore rispetto alle esigenze dell'allevamento, essendo spesso impossibile lo spandimento generalizzato e totale su campo degli effluenti, siano essi digeriti o meno. Va d'altra parte segnalato che alla Direttiva nitrati ha fatto seguito una deroga⁽²⁾ (2011/721/UE) che consente alle aziende agricole di Lombardia, Emilia Romagna, Piemonte e Veneto, con almeno il 70% di colture con stagioni di crescita prolungate e con grado elevato di assorbimento di azoto, di innalzare tale limite a 250 chilogrammi annui per ettaro. Si segnala inoltre che il DM del 6 luglio 2012 sugli incentivi alla produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici e le successive modifiche assegnano, nel caso di impianti alimentati da biogas operanti in regime di cogenerazione ad alto rendimento che prevedano il recupero dell'azoto dalle sostanze trattate con la finalità di produrre fertilizzanti, un incremento degli incentivi legati alla vendita dell'elettricità prodotta in funzione della potenza elettrica del motore e della percentuale di rimozione dell'azoto.

Fonte: Consorzio Morviso



(1) Capitolo 7 trattamento del digestato e riduzione dell'azoto, di Davide Scaglione, Elena Ficara, Roberto Canziani e Francesca Malpei.

(2) Decisione di esecuzione della commissione del 3 novembre 2011 che concede una deroga richiesta dall'Italia con riguardo alle regioni Emilia-Romagna, Lombardia, Piemonte e Veneto a norma della direttiva 91/676/CEE del Consiglio relativa alla protezione delle acque dall'inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole (2011/721/UE).

1.2 Descrizione delle matrici in ingresso

Gli impianti campione analizzati sono caratterizzati da una produzione di biogas dalla filiera agrozootecnica. In tutti i casi le matrici in ingresso sono costituite da reflui zootecnici e da biomasse vegetali (prodotti, sottoprodotti e residui provenienti dall'agricoltura). Le ricette in ingresso valutate sul campione dei sette impianti analizzati nel dettaglio (denominati nel seguito con le lettere dalla A alla G) possono essere considerate rappresentative non solo del parco degli impianti del CMA, ma anche della realtà nazionale, dove la maggiore parte degli impianti fa capo a iniziative di co-digestione anaerobica di insilati (soprattutto insilato di mais) e reflui zootecnici. Per i sette impianti campione, le matrici provengono da terreni e allevamenti di proprietà dell'azienda agricola proprietaria dell'impianto di digestione anaerobica oppure di altre aziende agricole e zootecniche collegate o consorziate. Tale configurazione permette di avere un bacino di approvvigionamento locale e ottimizzato, rendendo così trascurabili gli impatti economici, energetici e ambientali legati ai processi di trasporto e stoccaggio delle materie prime utili al processo di digestione anaerobica.

I reflui zootecnici consistono nei prodotti di scarto di un allevamento aventi una composizione variabile a seconda dell'animale che li origina, delle caratteristiche degli impianti per la loro movimentazione e stoccaggio, della loro gestione e della presenza o meno di lettiera. In riferimento agli impianti campione considerati, tali matrici possono essere suddivise in:

- Letame bovino: è il refluo solido prodotto dai bovini; è il più presente in peso ed è caratterizzato da una deiezione palabile avente un quantitativo di solido secco pari a circa il 23-35%;
- Liquame bovino: è il refluo liquido prodotto dai bovini; è una deiezione non palabile avente un quantitativo di solido secco pari a circa il 8-13%;
- Liquame suino: è il refluo liquido prodotto dai suini; è una deiezione non palabile che ha un contenuto di sostanza secca variabile tra il 3 e il 7% a seconda del tipo di allevamento.

Fonte: CMA



Le caratteristiche dei reflui zootecnici possono variare anche in funzione del fatto che sia presente o meno una fase di separazione solido-liquido.

Le matrici agricole sono costituite da prodotti, sottoprodotti e residui provenienti dall'agricoltura. Tali matrici possono anche derivare

da colture dedicate o da scarti colturali poco idonei all'alimentazione animale. Le biomasse agricole più utilizzate negli impianti di digestione anaerobica sono costituite dagli insilati di colture energetiche (mais, segale, triticale, sorgo, loietto).

Il contenuto di solido secco presente negli insilati è variabile a seconda della tipologia di colture energetiche: i valori tipici per l'insilato di mais sono compresi tra il 32 e il 35%, mentre sono leggermente inferiori per le altre colture.

Le principali caratteristiche delle matrici utilizzate negli impianti campione sono riportate nella tabella 1.

Tabella 1: principali caratteristiche delle matrici considerate nello studio dei sette impianti campione (valori medi da campione impianti CMA_FIPER)

	Triticale	Sorgo Insilato	Mais Granella	Mais Pastone Integrale	Orzo Granella	Letame Bovino	Liquame Bovino	Liquame Suino
Definizione	Prodotto agricolo ottenuto dalla trinciatura integrale della pianta del triticale (<i>Triticum x Secale</i>) allo stadio di maturazione cerosa. Conservazione tramite insilamento	Prodotto agricolo ottenuto dalla trinciatura integrale della pianta del sorgo (<i>Sorghum vulgare</i>) allo stadio di maturazione cerosa. Conservazione tramite insilamento	Prodotto agricolo costituito da cariossidi della pianta del mais (<i>Zea mais</i>), intere o frazioni	Prodotto agricolo costituito da insilato integrale della spiga della pianta del mais (<i>Zea mais</i>), costituita da tutolo, cariossidi e brattee	Prodotto agricolo costituito da cariossidi della pianta dell'orzo (<i>Hordeum vulgare</i>), intere o frazioni	Sottoprodotto agricolo formato da deiezioni bovine e lettiera, costituita in genere da paglia di frumento/orzo, pula/iolla di riso, mais	Effluente zootecnico non palabile, derivante dalle deiezioni solide e liquide bovine, unitamente eventualmente ad acque di lavaggio e di abbeverata	Effluente zootecnico non palabile, derivante dalle deiezioni solide e liquide suine, unitamente eventualmente ad acque di lavaggio e abbeverata
Caratteristiche	Coltura autunno-vernina maggiormente impiegata per l'alimentazione degli impianti a biogas. Insilato con elevata concentrazione di fibra mediamente degradabile e alto rapporto C/N (40-50). Contenuto di s.s. variabile dal 27-28 al 33-35%, in funzione del momento di trinciatura	Le varietà più utilizzate sono quelle da granella. Caratterizzata per il 70% da amido, 10% da proteine e 3-5% da fibra	Producibilità in biogas molto alta, grazie all'elevato contenuto in zuccheri semplici e complessi	È caratterizzato da un tenore di umidità medio del 30-40%; da un'elevata concentrazione di zuccheri complessi e amido; da un contenuto di fibra ridotto	Contiene circa il 52% di amido, il 10% di proteine e il 5% di fibra	Buona resa e larga disponibilità, a costo contenuto. Ottimo Stabilizzante della biologia degli impianti	Refluo non palabile. Presenta in genere un rapporto C/N ridotto	Refluo non palabile. Presenta in genere un rapporto C/N ridotto

	Triticale	Sorgo Insilato	Mais Granella	Mais Pastone Integrale	Orzo Granella	Letame Bovino	Liquame Bovino	Liquame Suino
Resa	198 Nm ³ /t. La resa è variabile in funzione del tenore in sostanza secca e dipendente dal momento di trinciatura	185 Nm ³ /t. La resa è più ridotta nei sorghi zuccherini (media 173 Nm ³ /t)	640 Nm ³ /t	500 Nm ³ /t	550-560 Nm ³ /t	77 Nm ³ /t. La resa è variabile in funzione del tenore in s.s. e in base alla freschezza del materiale introdotto	32-34 Nm ³ /t	16 Nm ³ /t, 18-19 Nm ³ /t nel caso di allevamenti con alimentazione asciutta
S.S., % sul totale	30 - 32	28 - 32	87 - 88	60 - 70	87 - 88	23 - 35	8 - 13	3 - 7
Apporto Azoto	Tenore di azoto medio. N = 3,5 - 4,2 kg/t in funzione del momento di trinciatura	Tenore di azoto medio. N = 3,8 - 4,2 kg/t	Tenore di azoto alto. N = 12 - 15 kg/t	Tenore di azoto medio-alto. N = 10 kg/t	Tenore di azoto alto. N = 16 - 17 kg/t	Tenore di azoto medio. N = 4 - 6 kg/t in base alla razza, l'alimentazione e la stabulazione	Tenore di azoto medio. N = 4 - 4,5 kg/t	Tenore di azoto medio. N = 3,5 - 4 kg/t
kg N/MWhe (*)	12	13	11	11	16	28	56	112

(*) stima media CMA

Come riportato nel capitolo 1 a cura di A. Chiabrando, il dibattito connesso all'impiego di colture dedicate ha evidenziato che alcune polemiche sollevate in relazione all'uso energetico di alcune matrici si sono dimostrate ingiustificate e che la realizzazione di impianti biogas agricolo ha permesso di contrastare la crisi economica in cui si trova il settore primario italiano grazie a una differenziazione del reddito. Tale concetto è ribadito anche in AA.VV. (2012)⁽³⁾, dove si chiarisce che la realizzazione di tali impianti ha permesso ad allevatori e agricoltori di conservare la loro attività agricola, producendo reddito utile al mantenimento dell'intera filiera, alla sua espansione e ottimizzazione gestionale e creando un presidio territoriale utile a contrastare l'abbandono dei siti a vocazione agricola e zootecnica. Ulteriori chiarimenti sull'approccio adottato nel presente studio sono riportate nella sezione 3.1.

(3) Capitolo 2: Le matrici organiche sottoponibili al processo di digestione anaerobica, di Luca Marigo e Pierangelo Pasqualin.

1.3 Principali vantaggi attesi connessi alla produzione di biogas e digestato

La letteratura tecnica di riferimento, tra cui AA.VV. (2012)⁽⁴⁾, Reichhalter et al. (2011) e Berruto et al. (2017), individua i seguenti potenziali vantaggi energetici e ambientali per la produzione e valorizzazione ottimale del biogas agricolo:

- Riduzione delle emissioni climalteranti, su cui gli allevamenti incidono in maniera sostanziale: l'applicazione del processo di digestione anaerobica permette di controllare meglio a livello impiantistico e di processo i gas ad effetto serra e di convertire in energia utile le matrici organiche che, qualora non processate, avrebbero contribuito all'incremento dei gas effetto serra;
- Riduzione dell'impiego di energia fossile, ovvero aumento della quota parte di energia prodotta da fonti rinnovabili in accordo con gli standard internazionali, comunitari e nazionali, grazie alla produzione di elettricità e calore dai moduli cogenerativi connessi alla digestione e, auspicabilmente nel prossimo futuro, alla trasformazione del biogas in biometano utilizzabile in sostituzione del gas metano fossile;
- Conversione energetica con rendimenti elevati in rapporto ad altre fonti rinnovabili (rendimenti elettrici lordi tra il 35% e il 40% e rendimenti termici lordi tra il 40% e il 45%);
- Programmabilità gestionale: salvo malfunzionamenti accidentali questi impianti sono programmabili in termini di energia immessa in rete, rendendo più semplici le operazioni di dispacciamento da parte del gestore della rete (che al contrario deve affrontare problematiche non trascurabili per gli impianti eolici e fotovoltaici);
- Promozione della cogenerazione distribuita e dell'intersezione con piccole reti intelligenti di distribuzione;
- Riduzione delle problematiche olfattive generate dalla degradazione delle matrici organiche non opportunamente stabilizzate;
- Possibilità di ottimizzare la gestione impiantistica al fine di favorire la massimizzazione del rapporto tra output energetico e input energetico lungo tutta la filiera⁽⁵⁾;
- Utilizzo agronomico di matrici più stabili, pertanto anche meno rischiose sotto il profilo sanitario e fitosanitario;
- Possibilità di salvaguardare il terzo settore, il territorio e il paesaggio agricolo e di mantenere, grazie alla possibile riduzione degli odori, la zootecnia vicino ai centri abitati, specie nelle zone di interesse turistico;
- Possibilità di creare sinergie gestionali utili a valorizzare matrici problematiche sotto il profilo ambientale, nell'ottica di sviluppo di modelli concreti di economia locale circolare.

Tali aspetti verranno valutati e commentati sulla base dei dati acquisiti per il campione oggetto del presente studio.

(4) Capitolo 3: Il processo di digestione anaerobica, di Luca Marigo e Pierangelo Pasqualin.

(5) In (Berruto et al., 2017) si rilevano valori superiori all'unità, fino a picchi pari a 18 MJ/MJ.

2. CAMPIONE DEGLI IMPIANTI OGGETTO DELL'ANALISI

Come anticipato nella sezione 1, a valle di alcune valutazioni statistiche sulle potenze installate, sulla caratterizzazione delle matrici in ingresso, sulla localizzazione e sull'età degli impianti, è stato definito un campione rappresentativo costituito da sette impianti.

I dati sono stati raccolti grazie al supporto del CMA e della FIPER e al coinvolgimento dei responsabili degli impianti campione. È stata inoltre eseguita un'ampia rassegna di dati presenti in letteratura al fine di definire le assunzioni necessarie alle valutazioni energetico-ambientali e alla verifica e interpretazione dei principali risultati ottenuti.

Fonte: CMA



2.1 Dimensioni e condizioni operative

Nonostante il numero relativamente esiguo di impianti, il campione selezionato può effettivamente considerarsi rappresentativo delle condizioni operative degli impianti padani e, in maniera più approssimativa, anche del parco degli impianti operanti a livello nazionale. I sette impianti includono infatti tutte le più diffuse opzioni operative, potenze elettriche e regimi di incentivazione. I dati salienti del campione sono riportati nella seguente tabella 2.

**Tabella 2: dati salienti degli impianti del campione di analisi
(fonte: CMA e responsabili degli impianti campione)**

Cod. Impianto	Provincia	Tipo di azienda	Potenza elettrica, kW	Anno di entrata in esercizio	Riferimento per tariffa elettrica	Quota insilati, % (**)
A	Pavia	Azienda agricola (cerealicola)	999	2012	DM18/12/2008 ^(*)	96
B	Torino	Allevamento di bovini e pecore	998	2010	DM18/12/2008	32
C	Torino	Allevamento di bovini	635	2011	DM18/12/2008	94
D	Torino	Allevamento di bovini e azienda agricola (cerealicola)	526	2012	DM18/12/2008	46
E	Torino	Allevamento di bovini	250	2011	DM18/12/2008	41
F	Alessandria	Allevamento di suini	300	2016	DM 6/7/2012	17
G	Cuneo	Allevamento di bovini	100	2017	DM 6/7/2012	6
Media sette impianti	-	-	544	-	-	46
Media CMA	-	-	635	-	-	43

(*) tariffa di cessione dell'elettricità alla rete nazionale. Gli impianti entrati in esercizio ai sensi del DM18/12/2008 hanno una tariffa incentivante pari a 280 €/MWh. Gli impianti entrati in esercizio ai sensi del DM 6 luglio 2012 hanno una tariffa pari a 236 €/MWh fino a un massimo pari all'89 % dell'energia prodotta totale. I ricavi complessivi vengono pertanto calcolati sulla base dell'entità degli autoconsumi (la differenza tra l'11 % dell'elettricità prodotta e gli autoconsumi reali, se positiva, viene pagata al prezzo zonale orario).

(**) rapporto tra la massa degli insilati in t/anno e il totale delle matrici in ingresso in t/anno.

Come si evince dalla tabella 2, la composizione media delle biomasse in ingresso del campione rispecchia la media del CMA che vede il 43% della massa tal quale su base annua costituita da biomasse di origine agricola e il resto da deiezioni zootecniche.

Come verrà descritto nel capitolo a cura di P. Garbellini, i sette impianti campione possono essere pertanto raggruppati nelle seguenti tre classi sulla base della composizione delle matrici in ingresso:

- A e C: filiera agricola-preponderante;
- D ed E: filiera agro-zootecnica bilanciata;
- B, F e G: filiera zootecnica preponderante.

La composizione delle matrici in ingresso influenza la producibilità di biogas. Sulla base dei dati forniti dal CMA, si rilevano i seguenti potenziali di produzione:

- Deiezioni animali: 200-400 m³ di biogas per tonnellata di solidi volatili;
- Residui colturali: 350-400 m³ di biogas per tonnellata di solidi volatili;
- Colture energetiche (insilati): 550-750 m³ di biogas per tonnellata di solidi volatili.

Le informazioni acquisite hanno permesso di caratterizzare i principali flussi di materia, come riportato nelle successive tabelle. In particolare, la tabella 3 riporta le caratteristiche del biogas prodotto mediante la digestione anaerobica; la tabella 4 riporta le caratteristiche del digestato a valle della digestione anaerobica; la tabella 5 riporta le caratteristiche dei fumi della combustione del biogas.

Tabella 3: caratterizzazione media del biogas
(fonte: CMA e responsabili degli impianti campione)

	Unità di misura	Intervallo di valori
Polveri totali	mg/ Nm ³	<0,1
Metano	%	50-52 (*)
Anidride carbonica	%	46-47 (**)
Acido solfidrico	Ppmv	47-524
Ammoniaca	mg/ Nm ³	13-250
Umidità Biogas	g/Nm ³	0,5
Azoto	%	1,8-3,9
Acido fluoridrico	mg/ Nm ³	0,01-3,9
Acido cloridrico	mg/ Nm ³	0,9-7
Potere Calorifico Inferiore	kJ/Nm ³	17-19

(*) assunto 52% nelle elaborazioni successive

(**) assunto 47% nelle elaborazioni successive

Tabella 4: caratterizzazione media del digestato
(fonte: CMA e responsabili degli impianti campione)

	Unità di misura	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso E	Caso F	Caso G	Valori medi
Residuo a 105°C	%	6-21	5-30	5-8	6-18	4-7	2-7	6-18	10
Carbonio	% S.S.	76-80	37-49	25-45	38-47	38-44	39-42	39-51	47
Fosforo	% S.S.	0,7-1,2	0,7-1,3	-	1-1,4	0,9-1,1	0,6-1,3	0,8-1,4	1
Azoto totale	% S.S.	2-5	2-6	2,8-2,9	3,5-6,4	7-8	5,9-14,6	2,7-7,6	6
Azoto totale (*)	kgN/t	5	4	5	6	4	3,5	3	4
pH		8-8,2	7,5-8,6	8-8,1	8-8,8	7,7-8,1	7,7-7,8	8,1-9	8

(*) valori assunti nelle elaborazioni successive.

A seconda del contesto operativo, il digestato viene considerato sottoprodotto o assimilato ad effluente zootecnico e il suo destino può essere lo spandimento sui terreni agricoli in conduzione da parte dell'azienda produttrice di biogas oppure presso aziende limitrofe.

Tabella 5: caratterizzazione media dei fumi della combustione e confronto con i limiti di legge (concentrazioni in riferimento al 5% di ossigeno; fonte: CMA e responsabili degli impianti campione)

Macroinquinante	Unità di misura	Valori rappresentativi del campione	BAT CMA (*)	Limiti di legge (riferimenti nazionali, ***)
Carbonio organico totale (COT) escluso il metano	mg/Nm ³	90	39(**)	100
Monossido di carbonio (CO)	mg/Nm ³	188	43	800
Ossidi di azoto come NOx	mg/Nm ³	464	250	500
Composti inorganici del cloro sotto forma di gas o vapori, come HC1	mg/Nm ³	2,7	1,2	10
Polveri	mg/Nm ³	2,1	1,6	10

(*) per BAT (Best Available Technology) si intende il set di tecnologie che permette di avere i livelli di concentrazione minimi rilevati all'interno del parco impianti del CMA.
(**) 5 mg/Nm³ con post combustore regenerativo
(***) limiti alle emissioni atmosferiche (come concentrazioni nei fumi) degli impianti a biogas con motori a combustione interna con potenza termica nominale ≤ 3 MW e in riferimento al 5% di ossigeno nei fumi, definiti nel Decreto Legislativo 152 del 2006 e nel Decreto Ministeriale del 19 maggio 2016.

Tali impianti possono essere caratterizzati dai seguenti dispositivi per la riduzione delle emissioni: post combustore per il contenimento del CO e del COT (presente nel 30% degli impianti del CMA); catalizzatore ossidativo per il contenimento del CO (presente nell'80% degli impianti del CMA); sistema di denitrificazione catalitico (SCR) per il contenimento degli NOx (presente nel 5% degli impianti del CMA). Si sottolinea che i sette impianti campione hanno tutti un'analogia linea di trattamento dei fumi, dotata solo di catalizzatore ossidativo.

Fonte: CMA



Pertanto, tali casi non rappresentano gli impianti più virtuosi sotto il profilo delle emissioni del CMA, bensì impianti caratterizzati da linee fumi semplificate. Tale ipotesi ha carattere conservativo e va tenuta presente nell'interpretazione dei risultati riportati nella sezione 4.

3. APPROCCIO METODOLOGICO

I dati raccolti, riferiti alle condizioni gestionali medie degli ultimi anni di esercizio degli impianti, hanno riguardato:

- Informazioni sulla tipologia di impianti, sulle dimensioni e sulle modalità di gestione;
- Tipologia e quantità della biomassa in ingresso;
- Quantità del digestato in uscita e informazioni riguardanti il suo utilizzo;
- Informazioni per la valutazione delle prestazioni energetiche (biogas, energia elettrica e calore);
- Informazioni per la valutazione delle prestazioni ambientali dell'impianto;
- Informazioni economico-finanziarie (per la trattazione di tale parte si rimanda al capitolo a cura di P. Garbellini).

Fonte: Giovanni Riva - FIPER



Sulla base di tali informazioni è stato possibile ricostruire i bilanci di massa e di energia degli impianti analizzati con il fine valutarne le prestazioni energetiche e ambientali in riferimento al contesto di inserimento.

A tal scopo è stato elaborato un foglio di calcolo Excel per l'archiviazione dei dati acquisiti, per il calcolo di indici e

indicatori e per la rappresentazione grafica dei principali risultati conseguiti.

3.1 Definizione del perimetro dell'analisi e degli scenari *ex ante* e *ex post*

Il primo passo utile alla valutazione degli effetti energetico-ambientali è la definizione del sistema di riferimento e del suo confine. In accordo a quanto ipotizzato nel capitolo a cura di A. Chiabrando, il perimetro dell'analisi è stato fatto coincidere con l'impianto di produzione di biogas e successiva generazione elettrica e termica, fino all'utente finale. Inoltre, per tener conto degli impatti energetici e ambientali derivanti dalla produzione e trasformazione delle matrici vegetali alimentate (provenienti da terreni di proprietà, o in affitto o in asservimento), sono stati valutati anche i consumi energetici e le emissioni dal campo all'impianto, con particolare riferimento ai consumi di gasolio e fertilizzanti. Tale assunzione trae origine dal fatto che, in caso di mancata realizzazione dell'impianto, gli ettari dedicati a colture energetiche per produrre le matrici agricole sarebbero stati utilizzati per scopi differenti (alimentazio-

ne animale o umana) o destinati a colture differenti o, in alcuni casi, abbandonati. Si segnala inoltre come, sulla base delle informazioni acquisite, nel passaggio dallo scenario precedente a quello successivo alla realizzazione dei singoli impianti, non sono avvenute modifiche importanti delle superfici e delle specie coltivate⁽⁶⁾. Non vengono considerati invece gli impatti della produzione dei reflui zootecnici in quanto tali reflui, legati all'allevamento di bestiame destinato all'alimentazione umana, sarebbero comunque stati prodotti anche in caso di mancata realizzazione dell'impianto. Il sistema di riferimento comprende pertanto la preparazione delle matrici vegetali, l'alimentazione di tutte le matrici in ingresso, la digestione anaerobica con produzione di biogas e digestato, la combustione di biogas nelle unità di cogenerazione, l'espulsione dei fumi⁽⁷⁾ in atmosfera, l'uso delle energie elettriche e termiche prodotte per gli autoconsumi⁽⁸⁾ e presso le utenze finali⁽⁹⁾ e, infine, l'uso agronomico del digestato.

Lo spargimento di digestato di origine zootecnica e di origine vegetale avviene secondo il piano agronomico di ciascuna azienda, nel rispetto della normativa vigente. I vincoli normativi implicano un'integrazione di fertilizzanti di sintesi stimabile, sulla base dei dati forniti, pari a circa 250 kg di urea per ettaro (valor medio suscettibile di modifiche a seconda della coltura e delle condizioni operative). Gli impatti energetici e ambientali relativi all'uso di tali fertilizzanti minerali sono stati inclusi nell'analisi.

Nelle elaborazioni non sono considerati eventuali additivi utili allo svolgimento del processo di conversione energetica perché in genere si tratta di quantità trascurabili rispetto agli altri flussi in ingresso considerati. Analogamente, non sono considerate altre sostanze di risulta perché in quantità trascurabile rispetto agli altri flussi in uscita considerati. Si sottolinea che per il biogas, il dato di produzione considerato è quello misurato in uscita dal gasometro da cui viene detratta una quota corrispondente alle perdite di captazione relative al gasometro e alla tubazione di collegamento al motore dove viene bruciato il biogas.

Sulla base del sistema di riferimento assunto, vengono considerati anche il consumo di elettricità non incluso negli autoconsumi e il consumo di olio lubrificante e di gasolio per il funzionamento delle varie apparecchiature dell'impianto. A livello ambientale, si considerano le emissioni della combustione del biogas, quelle derivanti dal biogas non captato e dallo spargimento del digestato sui suoli agricoli a scopo di fertilizzante.

Rispetto ai consumi energetici dell'impianto, è stata trascurata la fase di trasporto della biomassa fresca perché le matrici vengono prodotte in prossimità dell'impianto di digestione anaerobica. Analogamente, poiché il digestato prodotto viene disperso

(6) Solo in uno dei casi analizzati si assiste a una variazione da pioppeto a mais, variazione che sarebbe avvenuta anche in caso di mancata realizzazione dell'impianto.

(7) Fumi prodotti dalla combustione del biogas valutabili, sulla base dei dati raccolti per gli impianti campione, pari a circa 7-11 Nm³ per ogni Nm³ di biogas.

(8) Ovvero: energia elettrica complessivamente richiesta per la gestione dell'impianto, dalla fase di pretrattamento delle matrici, alla movimentazione della stessa all'interno del reattore, all'alimentazione della sala di controllo e gestione dell'impianto; energia termica necessaria per il processo di digestione anaerobica allo scopo di mantenere l'ambiente all'interno del reattore ad una temperatura idonea.

(9) Ovvero: energia elettrica venduta alla rete nazionale; energia termica cogenerata e resa disponibile ad eventuali utenze termiche presenti in zona o raggiungibili mediante piccole reti di teleriscaldamento.

sui terreni agricoli nell'immediato intorno dell'impianto o conferito ad altre aziende limitrofe, la fase di trasporto del digestato non è stata considerata.

In riferimento ai sette impianti del campione, il perimetro così definito corrisponde al confine del sistema considerato nelle analisi successive, denominato scenario *ex post*. Nel calcolo degli indicatori, tale scenario viene confrontato con la situazione corrispondente al medesimo contesto agricolo-zootecnico presente prima che l'impianto fosse realizzato, denominato scenario *ex ante*. Pertanto, lo scenario *ex ante* include:

- Un prelievo di elettricità dalla rete elettrica pari a quella venduta dall'impianto considerato;
- Un consumo di gas naturale pari a quello necessario per produrre la quantità di calore valorizzato (calore prodotto dalla cogenerazione mediante biogas e usato per riscaldare gli ambienti e per produrre acqua calda sanitaria per stalle ed eventuali edifici collegati tramite piccole reti di teleriscaldamento) mediante una caldaia a gas naturale;
- Lo spargimento su suolo agricolo di una quantità di liquami e letame pari a quella in ingresso agli impianti considerati;
- Una produzione di fertilizzanti azotati corrispondente alla differenza tra l'apporto di nutrienti fornito grazie allo spargimento del digestato e quello fornito grazie allo spargimento di liquami e letame tal quali.

A livello ambientale, si considerano di conseguenza le emissioni della combustione del gas per produrre calore, quelle relative alla generazione elettrica, quelle derivanti dallo spargimento di liquami e letame tal quali e quelle legate alla produzione dei fertilizzanti azotati aggiuntivi.

Figura 1: confine dell'analisi dello scenario *ex ante*

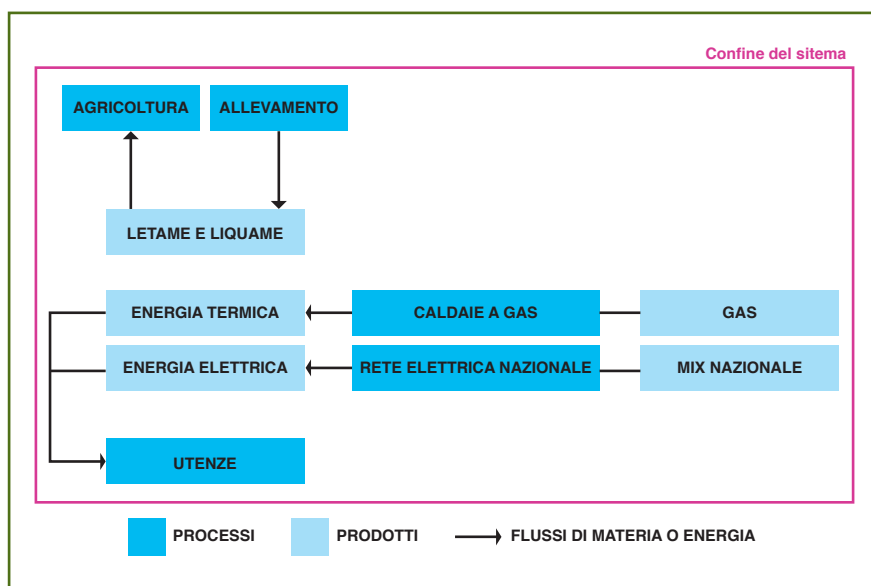
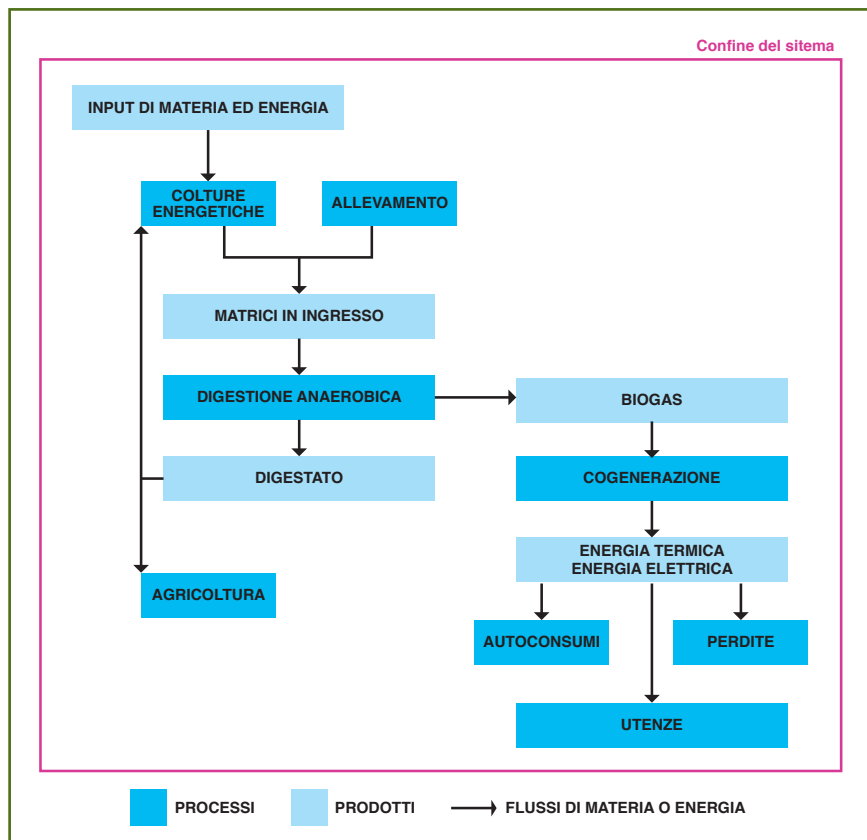


Figura 2: confine dell'analisi dello scenario ex post

3.2 Assunzioni per l'elaborazione dei dati

Grazie alle interazioni con il CMA e con i gestori degli impianti, è stato possibile raccogliere i dati necessari per la ricostruzione dei bilanci di materia e di energia in riferimento agli ultimi anni di esercizio disponibili (nella maggior parte dei casi tre anni). Successivamente sono stati elaborati indici e indicatori che fanno riferimento a condizioni medie di funzionamento su base annua.

Le assunzioni alla base delle elaborazioni svolte sono frutto delle indicazioni dei gestori degli impianti, del CMA e della consultazione di diverse fonti di letteratura. Infine, a causa della sensibilità di alcuni parametri (e.g. concentrazione di inquinanti nei fumi, percentuale di biogas non captato⁽¹⁰⁾ ecc.) sono state effettuate alcune

(10) Durante l'esercizio di un impianto possono verificarsi emissioni di biogas causate da organi non pienamente a tenuta stagna. Si è pertanto assunto che il 4% (2% nello scenario ottimizzato) del metano prodotto venga rilasciato in atmosfera a causa di elementi a non piena tenuta ermetica.

analisi di sensitività che verranno descritte nelle sezioni successive⁽¹¹⁾ in relazione allo scenario *ex post* ottimizzato.

3.2.1 Caratteristiche dei vettori e dei sistemi energetici considerati

Nella tabella 6 si riportano i parametri relativi ai combustibili fossili considerati nell'analisi e alle tecnologie atte alla loro conversione energetica, in riferimento allo scenario *ex ante*.

Per la conversione dei quantitativi di combustibili utilizzati in energia primaria si è preso come riferimento il DM 26 giugno 2015 (Decreto Requisiti Minimi), che suggerisce l'applicazione omogenea di fattori di conversione delle fonti energetiche impiegate per la fornitura di servizi energetici agli edifici ai fini della determinazione della loro prestazione energetica. L'Allegato 1 del decreto propone i fattori di conversione dell'energia fornita per il funzionamento degli impianti in energia primaria, ripartita in energia rinnovabile (EP_ren) e non rinnovabile (EP_nren).

I fattori di emissione (FE) rappresentano le quantità di inquinanti emessi per unità di combustibile consumato. I FE dipendono dal combustibile impiegato e dalle caratteristiche dell'impianto; tali valori sono generalmente disponibili in funzione del tipo di processo, del tipo di combustione e/o delle tecnologie di depurazione dei fumi.

Tabella 6: assunzioni relative ai vettori energetici considerati

Assunzioni <i>ex ante</i>	Rendimenti	Potere calorifico inferiore (PCI) (3)	Fattori di conversione in energia primaria (4)		Fattori di emissione		
			f_nRen	f_Ren	FE CO ₂ gCO ₂ /kWh	FE NOx mgNOx/kWh	FE polveri mgPM/kWh
Gas	0,85 (1)	34 MJ/Sm ³	1,05	0	200 (5)	137 (6)	0,72 (6)
Gasolio	-	36 MJ/l	1,07	0	264 (5)	216 (6)	18 (6)
Elettricità	-	-	1,95	0,47	489 (2)	149 (2)	3,2 (2)

(1) caldaia tradizionale, elaborazioni a partire dalla norma UNI EN 11300-2 e da dati di letteratura

(2) elaborazioni a partire da dati Ispra-Sinanet, valori per energia elettrica

(3) letteratura tecnica

(4) DM 26 giugno 2015 (Decreto Requisiti Minimi)

(5) elaborazioni a partire da dati di letteratura, valori per energia primaria

(6) elaborazioni a partire da dati ARPA Lombardia, valori per energia primaria

I rendimenti di conversione e i FE degli impianti a biogas considerati vengono calcolati caso per caso, a seconda delle singole condizioni operative, come descritto nelle sezioni successive.

Sulla base dei consumi di gasolio e fertilizzanti utilizzati per la preparazione delle matrici derivanti da colture energetiche e dei consumi di gasolio, lubrificanti e energia elettrica (elettricità non inclusa negli autoconsumi) presso gli impianti, è stato possibile valutare la "quota fossile" tipica di ciascuno dei casi analizzati. Tale quota

(11) Analisi per quantificare gli effetti sui risultati indotti da una modifica di uno o più parametri con i quali sono calcolati gli indicatori. Si altera un parametro ritenuto critico e si valutano le conseguenze in termini di risultati. Si desumono informazioni utili per valutarne l'incertezza del risultato. L'analisi non fornisce, tuttavia, alcuna indicazione circa la probabilità che i parametri raggiungano le soglie scelte.

è stata definita come rapporto tra la sommatoria dell'energia primaria fossile relativa ai consumi sopra citati e l'energia primaria in ingresso alla digestione anaerobica.

La "quota fossile" così calcolata, espressa in termini percentuali, risulta essere pari ai seguenti valori:

- Impianto A: 10%;
- Impianto B: 7%;
- Impianto C: 13%;
- Impianto D: 6%;
- Impianto E: 7%;
- Impianto F: 12%;
- Impianto G: 5%.

È interessante osservare come le percentuali più elevate facciano riferimento non solo ai due casi con filiera agricola-preponderante, ma anche a un caso con filiera zootecnica preponderante.

3.2.2 Potenziali ed emissioni climalteranti

Alle emissioni climalteranti contribuiscono principalmente i seguenti gas ad effetto serra: biossido di carbonio (CO_2), metano (CH_4) e ossido di diazoto (N_2O). Questi vengono valutati in termini di CO_2 equivalente, considerando il loro potenziale di effetto serra (GWP, Greenhouse Warming Potential), convenzionalmente riferito ad un orizzonte temporale di 100 anni, come riportato nella successiva tabella 7. Tali valori sono stati considerati nel calcolo delle emissioni dei sistemi relativi allo scenario *ex ante* e allo scenario *ex post*, includendo anche quelle pertinenti al biogas non captato, al metano presente nei fumi della combustione del biogas⁽¹²⁾, allo stoccaggio e spandimento di liquami, letame e digestato.

Tabella 7: potenziale effetto serra dei gas considerati
(Fonte: Decreto 3.8.2018, in linea con i valori proposti
dall'Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC)

Gas ad effetto serra	Emissioni di CO_2 equivalente kg CO_2 -eq /kg
Anidride carbonica (CO_2)	1
Metano (CH_4)	25
Metano (N_2O)	298

3.2.3 Caratteristiche relative a liquami, letame, digestato e fertilizzanti azotati e al loro impiego

Come anticipato, negli impianti campione si attua un vero e proprio processo metabolico circolare per cui le matrici in ingresso vengono prodotte dalle medesime

(12) Negli impianti di cogenerazione alimentati a gas si può avere emissione nell'ambiente di metano incombusto attraverso i gas di scarico. Tale dispersione dipende dal contenuto di metano nei gas di combustione, dalla qualità realizzativa del motore e dalla potenza dell'unità di cogenerazione. Un eventuale trattamento dei gas di scarico può ridurre tale tipo di emissioni. In letteratura sono stati rilevati valori compresi tra 290 e 2333 $\text{mgCH}_4/\text{Nm}^3$ fumi. Sulla base delle indicazioni fornite dal CMA negli impianti campione è stato assunto un valore pari a 300 $\text{mgCH}_4/\text{Nm}^3$ fumi (0 $\text{mgCH}_4/\text{Nm}^3$ fumi nello scenario ottimizzato).

aziende che poi ricevono il prodotto di risulta della digestione anaerobica (digestato) e lo reimmettono nel ciclo agronomico per restituire nutrienti ai terreni⁽¹³⁾.

Per la valutazione delle emissioni climalteranti, nello scenario *ex ante*, si fa riferimento a un tradizionale processo di gestione dei liquami e letame (stoccaggio dei liquami e del letame presso l'allevatore e il loro successivo spargimento nei campi); mentre, nello scenario *ex post*, si fa riferimento a liquami e del letame digeriti e convertiti in digestato. La letteratura scientifica (e.g. Reichhalter et al., 2011) evidenzia come la digestione di letame e liquami abbia come conseguenza una diminuzione emissioni di gas climalteranti proporzionale al tempo di permanenza delle matrici nel reattore e, mediamente, dell'ordine del 60-70%.

La differenza tra il potenziale fertilizzante relativo allo spargimento del digestato e quello relativo allo spargimento di letame e liquami non digeriti è stata valutata nel presente studio come domanda di fertilizzanti azotati aggiuntivi sotto forma di urea. I principali parametri assunti nelle elaborazioni sono riportati nella tabella 8.

Tabella 8: principali parametri agronomici e ambientali considerati nelle elaborazioni

Parametro	Valore	Unità di misura	Fonte
Contenuto Azoto nei Liquami	4	kg/t	CMA
Contenuto Azoto nel Letame	5	kg/t	
Densità del liquame	1000	kg/m ³	
Densità del letame	650	kg/m ³	
Densità del digestato	1000	kg/m ³	
Tempo di svuotamento delle vasche di liquami e digestato	2 (*)	n. volte/anno	CMA
Contenuto di Azoto nell'urea	460	kg/t	Elaborazioni da Cellura et al. (2012) e Beccali et al. (2010)
Emissioni di CO ₂ equivalente per la produzione e l'impiego di urea	4290	kg CO ₂ -eq/t urea	
Energia incorporate per la produzione urea	76,2	MJ/kg	
Emissioni di CO ₂ equivalente per l'uso agronomico del digestato	45	kg CO ₂ -eq/t digestato	Elaborazioni da Reichhalter et al. (2011)
Emissioni di CO ₂ equivalente per liquame non trattato	158,8	kg/m ³	Elaborazioni da Sedorovich et al. (2007)
Emissioni di CO ₂ equivalente per letame non trattato	77,55	kg/m ³	

(*) più è frequente lo svuotamento, più si riducono le emissioni climalteranti.

(13) Si ribadisce che, in tale contesto, risultano quindi trascurabili le fasi di trasporto di matrici e prodotti di risulta e restano esclusi dalle valutazioni gli impatti legati alla realizzazione degli impianti.

3.3 Principali indici e indicatori considerati

I dati acquisiti sono stati inseriti in un database Excel organizzato con una parte di input, alcune parti di calcolo di indicatori e una parte di rappresentazione grafica dei principali risultati ottenuti. Tutte le valutazioni sono riferite a un anno operativo medio, ottenuto sulla base delle informazioni relative agli ultimi tre anni di esercizio per gli impianti A, B, C, D ed E, agli ultimi due anni per l'impianto F (operativo dal 2016) e all'ultimo e unico anno per l'impianto G (operativo dal 2017).

I flussi di materia e di energia che caratterizzano le condizioni operative degli impianti considerati sono stati valutati sulla base del confine dell'analisi definito nella sezione 3.1.

A partire dalle elaborazioni condotte, si è proceduto a una selezione dei risultati. I principali indici e indicatori considerati possono essere così descritti:

- 1** Numero di ore equivalenti o fattore di utilizzo: rapporto tra l'elettricità prodotta e la potenza elettrica installata;
- 2** Taglia relativa dell'impianto in percentuale: rapporto tra potenza elettrica installata e potenza elettrica massima installata negli impianti del campione;
- 3** Quota percentuale di liquami e letame sul totale delle matrici in ingresso: rapporto tra la quantità di liquami e letame alimentati (t/anno) e la quantità totale di matrici alimentate (t/anno), su base annua;
- 4** Complementare dell'indice precedente, ovvero quota percentuale di insilati sul totale delle matrici in ingresso: rapporto tra la quantità di matrici agricole (insilati, t/anno) e la quantità totale di matrici alimentate (t/anno), su base annua;
- 5** Apporto agronomico di nutrienti sotto forma di azoto (N) grazie allo spandimento di liquami e/o letame (scenario *ex ante*) e digestato (scenario *ex post*): prodotto del contenuto specifico di azoto (kg/t) per il quantitativo di sostanza ceduta ai terreni (t/anno), espresso in kg/anno;
- 6** Energia primaria in ingresso alla digestione anaerobica: valutata approssimativamente come rapporto tra il contenuto energetico del biogas prodotto e il rendimento del processo di digestione (assunto pari a 85% in tutti i casi), in MWh/anno;
- 7** "Quota fossile": rapporto tra il consumo di energia fossile per gasolio, lubrificanti, fertilizzanti ed elettricità (non inclusa negli autoconsumi) dal campo all'impianto (trasporti esclusi) e l'energia primaria in ingresso alla digestione anaerobica, espresso in percentuale;
- 8** Energia primaria in ingresso alla cogenerazione: prodotto del biogas captato (Nm³/anno) e del potere calorifico inferiore medio del biogas (PCI, in MJ/Nm³), convertito in MWh/anno;
- 9** Quota percentuale di elettricità autoconsumata: rapporto tra l'elettricità impiegata per gli autoconsumi e quella prodotta dalla cogenerazione;
- 10** Quota percentuale di elettricità venduta: rapporto tra l'elettricità ceduta alla rete elettrica e quella prodotta dalla cogenerazione;
- 11** Quota percentuale di calore utilizzato: rapporto tra il calore utilizzato (per riscaldare stalle e utenze disponibili, anche mediante piccole reti di teleriscaldamento) e quella prodotta dalla cogenerazione;

- 12** Rendimento elettrico lordo-lordo percentuale: rapporto tra l'elettricità prodotta dalla cogenerazione e l'energia primaria in ingresso alla digestione;
- 13** Rendimento elettrico lordo-netto percentuale: rapporto tra l'elettricità venduta alla rete elettrica e l'energia primaria in ingresso alla digestione;
- 14** Rendimento elettrico lordo percentuale: rapporto tra l'elettricità prodotta dalla cogenerazione e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione;
- 15** Rendimento elettrico netto percentuale: rapporto tra l'elettricità venduta alla rete elettrica e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione;
- 16** Rendimento termico lordo-lordo percentuale: rapporto tra il calore prodotto dalla cogenerazione e l'energia primaria in ingresso alla digestione;
- 17** Rendimento termico lordo-netto percentuale: rapporto tra il calore utilizzato (per riscaldare stalle e utenze disponibili, anche mediante piccole reti di teleriscaldamento) e l'energia primaria in ingresso alla digestione;
- 18** Rendimento termico lordo percentuale: rapporto tra il calore prodotto dalla cogenerazione e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione;
- 19** Rendimento termico netto percentuale: rapporto tra il calore utilizzato (per riscaldare stalle e utenze disponibili, anche mediante piccole reti di teleriscaldamento) e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione;
- 20** Risparmio di energia primaria non rinnovabile: differenza tra il consumo di energia primaria non rinnovabile nello scenario *ex ante* e quello nello scenario *ex post*, valutata in valore assoluto (MWh/anno) e percentuale;
- 21** Risparmio di CO₂: differenza tra le emissioni nello scenario *ex ante* e quelle nello scenario *ex post*, valutata in valore assoluto (t/anno) e percentuale;
- 22** Risparmio di macroinquinanti significativi: differenza tra le emissioni nello scenario *ex ante* e quelle nello scenario *ex post*, valutata in valore assoluto (kg/anno) e percentuale;
- 23** Fattore di emissione della CO₂, calcolato come rapporto tra la quantità di CO₂ emessa e l'elettricità venduta alla rete (g/kWh);
- 24** Fattori di emissione di macroinquinanti significativi, calcolato come rapporto tra la quantità di ciascun microinquinante emesso e l'elettricità venduta alla rete (mg/kWh).

I flussi energetici relativi alle condizioni medie di funzionamento (valori mediati sui sette impianti del campione) sono riportati nel diagramma di Sankey di figura 3. Nel diagramma e nelle elaborazioni, la quota di biogas non captato è stata assunta, in tutti i casi analizzati, pari al 4% del biogas prodotto. Nel caso del cosiddetto scenario *ex post* ottimizzato (OPT), tale quota verrà assunta pari al 2%.

4. DESCRIZIONE DEI RISULTATI

Questa sezione riassume la valutazione degli effetti energetici e ambientali generati dagli impianti a biogas, con particolare riferimento all'energia primaria e alle emissioni di gas climalteranti. Vengono contabilizzati gli effetti relativi all'esercizio dell'impianto sulla base delle assunzioni relative al confine dell'analisi.

Tali effetti vengono poi confrontati con quelli relativi allo scenario *ex ante*, ovvero: stoccaggio e spargimento agronomico dei liquami e del letame prodotti dalle aziende zootecniche coinvolte e generazione convenzionale di energia termica (mediante caldaia a gas) ed elettrica (mediante prelievo da rete nazionale). Per il cosiddetto scenario *ex post* ottimizzato (OPT), la quota di calore dissipato verrà considerata trascurabile. Tale ipotesi ottimistica serve a far comprendere i benefici derivanti da un uso più efficiente del calore prodotto, fatte salve le difficoltà relative all'allaccio di utenze termiche alle piccole reti di teleriscaldamento.

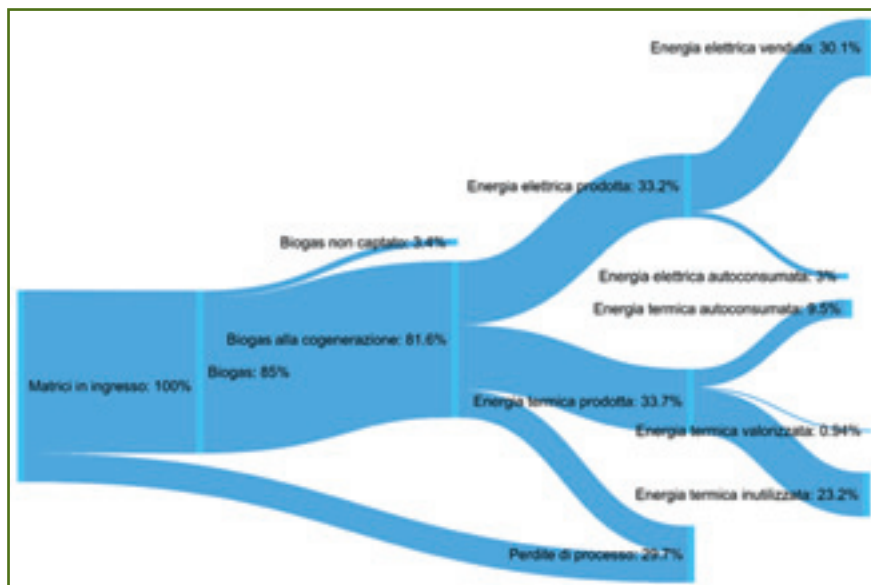
Fonte: CMA



4.1 Prestazioni energetiche

Tutti gli impianti analizzati sono caratterizzati da rendimenti elettrici e termici lordi ottimali sulla base della tecnologia di riferimento utilizzata. Come si evince dalla figura 3, le principali perdite di energia lungo il processo fanno riferimento a vincoli e limiti tecnologici, su cui è difficile intervenire a scopo migliorativo, e alla scarsa possibilità di utilizzare il calore cogenerato per scopi aggiuntivi oltre agli autoconsumi. In alcuni casi il calore disponibile viene utilizzato mediante piccole reti di teleriscaldamento (100-300 m di lunghezza) presso utenze prossime al sito dell'impianto, mentre in altri casi viene dissipato. Mediamente, tale voce è pari al 23% dell'energia primaria in ingresso alla digestione sulla base degli impianti considerati.

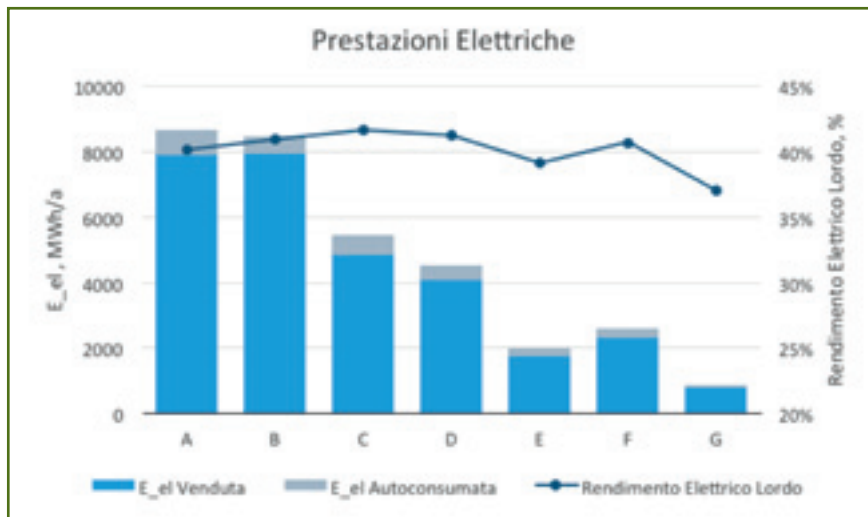
Figura 3: diagramma di Sankey con i flussi annuali di energia espressi in termini percentuali, media degli impianti campione⁽¹⁴⁾



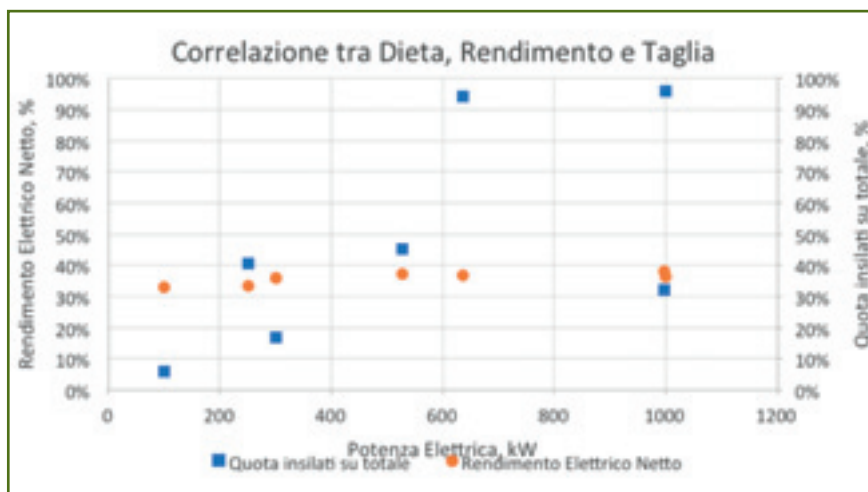
4.1.1 Prestazioni elettriche

La valutazione degli effetti della conversione dell'energia primaria contenuta nelle matrici in ingresso non può prescindere dal considerare la quantità di elettricità prodotta e autoconsumata e i rendimenti elettrici, come descritto nella sezione 3.3, in riferimento al funzionamento medio annuo degli impianti. Tali risultati sono riportati nella figura 4, dove è possibile notare che i valori di rendimento lordo (rapporto tra l'elettricità prodotta dalla cogenerazione e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione) sono sempre compresi tra il 37% e il 42%.

⁽¹⁴⁾ Valori riferiti ai processi che avvengono a partire dall'alimentazione delle matrici in ingresso alla digestione anaerobica; non sono inclusi i flussi energetici a monte dell'impianto (energia incorporata per le colture energetiche).

Figura 4: prestazioni elettriche dei sette impianti campione


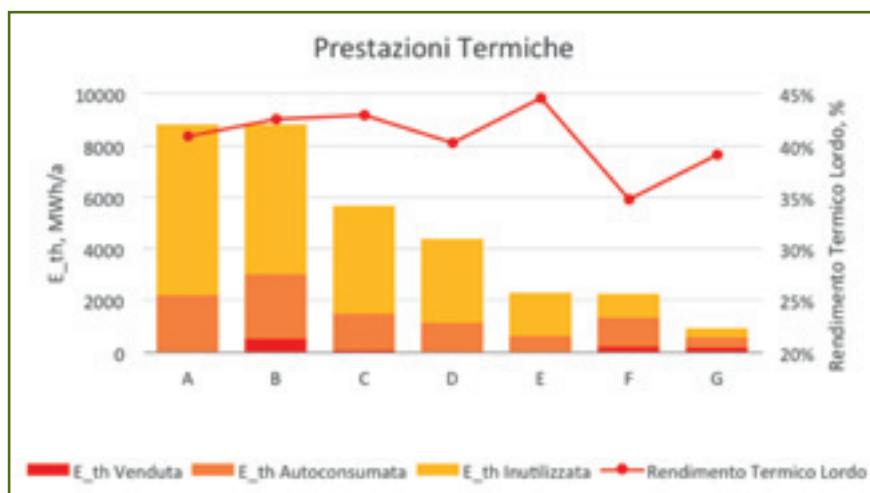
Per esplorare meglio tali risultati, sono stati messi in correlazione tra loro i rendimenti elettrici netti, la quota di insilati sul totale delle matrici in ingresso (parametri descritti nella sezione 3.3) e la taglia dell'impianto come potenza elettrica installata. Tali risultati sono riportati nella figura 5 da cui si evince che, tendenzialmente, il rendimento netto aumenta all'aumentare della taglia e che, a parità di potenza elettrica, le medesime prestazioni possono essere conseguite con differenti "diete", ovvero composizioni di matrici in ingresso alla digestione anaerobica.

Figura 5: correlazione tra matrici in ingresso alla digestione anaerobica e prestazioni elettriche


4.1.2 Prestazioni termiche

La valutazione degli effetti della conversione dell'energia primaria contenuta nelle matrici in ingresso deve includere anche la quantità di calore prodotta, autoconsumata, venduta (valorizzata per riscaldare stalle, pollai, abitazioni e per produrre acqua calda) e inutilizzata (dissipata) e i rendimenti termici lordi, come descritto nella sezione 3.3, in riferimento al funzionamento medio annuo degli impianti. Tali risultati sono riportati nella figura 6, dove è possibile notare che i valori di rendimento lordo (rapporto tra il calore prodotto dalla cogenerazione e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione) sono sempre compresi tra il 35% e il 45%.

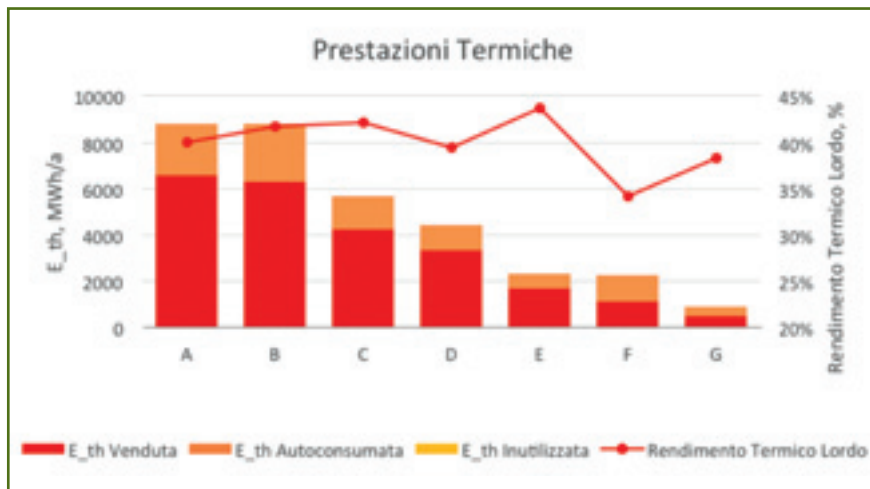
Figura 6: prestazioni termiche dei sette impianti campione, scenario ex post



La stessa valutazione è stata condotta anche per lo scenario ottimizzato (OPT)⁽¹⁵⁾, in cui si assume che la quota di calore dissipato sia trascurabile. In questo ipotetico caso, i benefici derivanti da un uso più efficiente del calore prodotto, fatte salve le difficoltà relative all'allaccio di utenze termiche alle piccole reti di teleriscaldamento, sono evidenti e hanno un impatto immediato sul risparmio di energia primaria fossile. Da ciò discende che la riduzione della quota di calore dissipato sia da considerarsi un'importante spunto per il miglioramento della gestione degli impianti esistenti, nell'ottica dell'ottimizzazione del processo nel suo complesso, verso un'economia davvero circolare.

(15) Si rammenta che nello scenario OPT la quota di biogas non captato si riduce dal 4% al 2%.

Figura 7: prestazioni termiche dei sette impianti campione, scenario ex post ottimizzato (OPT)



4.1.3 Risparmio di energia primaria fossile

La letteratura tecnica concorda nell'affermare che uno dei principali effetti dell'uso del biogas agricolo sia la riduzione della dipendenza da fonti di energia fossile. Per questo motivo, è stato valutato il risparmio di energia primaria fossile conseguibile grazie alla presenza degli impianti analizzati valutando la differenza tra il consumo di energia primaria non rinnovabile nello scenario *ex ante* e il consumo di energia primaria non rinnovabile nello scenario *ex post*, sulla base delle assunzioni precedentemente descritte.

I risparmi percentuali di energia primaria fossile ottenuti su base annua sono riportati nella sezione 4.4, in riferimento al parametro 4 dei grafici radar illustrati. È possibile notare come i benefici sul bilancio delle fonti termiche rinnovabili e sull'energia primaria non rinnovabile evitata siano evidenti: per i sette casi analizzati, i risparmi conseguiti sono compresi tra l'81 e il 90%; questo costituisce sicuramente uno dei principali punti di forza degli impianti a biogas agricolo. In riferimento al confronto con lo scenario *ex post* ottimizzato, i risparmi di energia primaria sono pari o superiori al 90% per tutti gli impianti considerati.

I risparmi assoluti di energia primaria (EP) non rinnovabile (nREN) conseguibile grazie alla presenza degli impianti analizzati, valutati come differenza tra il consumo di EP nREN nello scenario *ex ante* e quello nello scenario *ex post*, sono stati calcolati per ciascun impianto e come media sui sette impianti del campione, sempre su base annua. I risultati ottenuti sono riportati nelle figure 8 e 9 (per lo scenario ottimizzato, OPT) dove:

- EP_{nREN EI}, *ex ante* è l'energia primaria fossile risparmiata grazie alla sostituzione di un prelievo dalla rete elettrica nazionale di un quantitativo di elettricità pari a quella venduta dagli impianti analizzati alla rete elettrica. Tale componente ha segno positivo nella somma algebrica del risparmio totale di EP_{nREN};

- EP_nREN Th, *ex ante* è l'energia primaria fossile risparmiata grazie alla sostituzione di un quantitativo di calore prodotto mediante caldaia a gas pari a quello utilizzato a scopo riscaldamento ambiente e produzione di acqua calda (calore effettivamente utilizzato a valle degli autoconsumi per gli impianti considerati). Tale componente ha segno positivo nella somma algebrica del risparmio totale di EP_nREN;
- EP_nREN Fert_N è l'energia primaria fossile risparmiata grazie all'impiego agronomico del digestato come fertilizzante. Tale energia viene calcolata in riferimento al quantitativo di fertilizzanti azotati che bisognerebbe acquistare e distribuire sui campi se al posto del digestato si utilizzassero i liquami e il letame tal quali. Tale componente ha segno positivo nella somma algebrica del risparmio totale di EP_nREN;
- EP_nREN Olio-Gasolio-El è l'energia primaria fossile consumata dagli impianti in riferimento all'impiego di gasolio, olio lubrificante ed elettricità non autoprodotta. Tale componente ha segno negativo nella somma algebrica del risparmio totale di EP_nREN;
- EP_nREN Fert-Gasolio è l'energia primaria fossile consumata per il gasolio e i fertilizzanti impiegati per la coltivazione delle matrici agricole. Tale componente ha segno negativo nella somma algebrica del risparmio totale di EP_nREN;
- Risparmio EP_nREN TOT è la somma algebrica dei valori precedenti, ovvero il risultato finale conseguito come EP_nREN risparmiata.

Dalle figure appare come la sostituzione di elettricità da rete nazionale rappresenti la principale voce positiva del bilancio, seguita dalla voce non trascurabile rappresentata dall'impiego del digestato in sostituzione dei liquami e del letame tal quali, limitando così il consumo di energia per la produzione di fertilizzanti azotati.

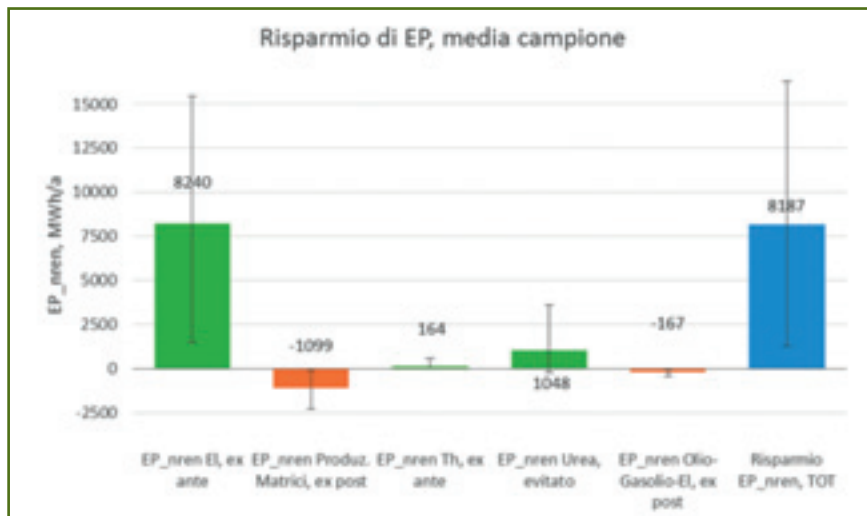
Sulla base delle elaborazioni condotte, si evince dunque che un impianto di media potenza a biogas⁽¹⁶⁾ contribuisce a un risparmio di EP_nREN collocabile tra 702 (caso *ex post* medio) e 1082 (caso *ex post* ottimizzato medio) TEP⁽¹⁷⁾/anno a seconda delle condizioni operative (quota di biogas non captato e quota di calore utilizzato).

Nelle figure 8 e 9 le linee verticali grigie fanno riferimento ai valori minimi e massimi rilevati per i sette casi analizzati. Trattandosi di valori assoluti, tali valori sono ovviamente correlati alla taglia specifica dei singoli impianti.

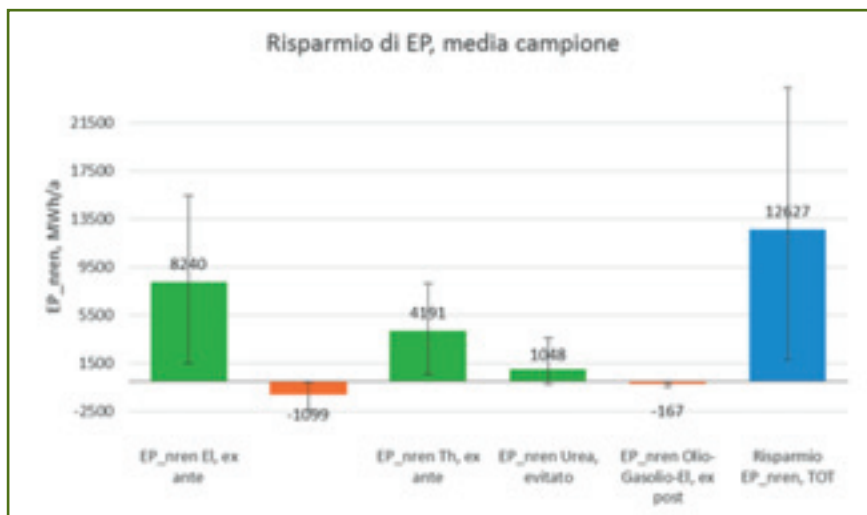
(16) I valori delle barrette colorate delle figure 8 e 9 si riferiscono al valor medio dei singoli parametri calcolato in riferimento al campione dei sette impianti considerati.

(17) Tonnellate equivalenti di petrolio.

**Figura 8: risparmio annuale di EP nREN,
valori medi per impianto sulla base dei sette casi campione**



**Figura 9: risparmio annuale di EP nREN, valori medi per impianto
sulla base dei sette casi campione, caso ottimizzato**



4.2 Prestazioni ambientali

La valutazione degli effetti ambientali degli impianti a biogas deve essere condotta tenendo presenti le seguenti considerazioni:

- Tali impianti corrispondono a circa il 2-3% dei consumi elettrici nazionali e quindi

ogni risultato deve essere relativizzato tenendo bene in mente tale dimensione nel panorama nazionale;

- Gli impianti a biogas si sono diffusi grazie a recenti politiche di incentivazione nel tentativo di rafforzare e rendere economicamente sostenibili alcune filiere e aziende agricole;
- Gli effetti ambientali più evidenti sono quelli relativi al contenimento delle emissioni di gas effetto serra.

Sulla base di ciò, sarebbe sicuramente riduttivo far coincidere la valutazione degli aspetti ambientali con la valutazione delle emissioni atmosferiche di macroinquinanti derivanti dalla combustione del biogas.

Nonostante ciò, per gli impianti analizzati sono stati rilevati/calcolati i seguenti parametri:

- Concentrazioni di inquinanti nei fumi (mg/Nm^3 , vedere tabella 5);
- Flussi di inquinanti emessi su base annua (kg/anno);
- Risparmio di inquinanti;
- Risparmio di inquinanti (kg/anno) passando dallo scenario *ex ante* a quello *ex post*;
- Fattori di emissione di macroinquinanti significativi, calcolati come rapporto tra la quantità di ciascun microinquinante emesso e l'elettricità venduta alla rete (mg/kWh).

La valutazione dei fattori di emissione è stata qui condotta sulla base dei dati disponibili per le concentrazioni degli stessi nei fumi e per le portate dei fumi, come segue:

$$FE \left(\frac{\text{mg}}{\text{kWh}} \right) = \frac{\text{conc.} \left(\frac{\text{mg}}{\text{Nm}^3} \right) \times \text{port. media oraria} \left(\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right) \times \text{ore di funz.} (\text{h}/\text{anno})}{\text{en. elettrica venduta} (\text{kWh}/\text{anno})}$$

Nelle valutazioni sono state considerate, oltre alle emissioni di gas effetto serra (vedere sezione 4.2.1), quelle relative ai due macroinquinanti più problematici nel bacino padano: ossidi di azoto (NO_x) e polveri.

I risultati riferiti al campione analizzato evidenziano come le emissioni di NO_x rappresentino una criticità ambientale. Per esplorare meglio questo tema, tali emissioni sono state calcolate anche nel caso ottimizzato (OPT), in cui per tutti gli impianti del campione è stata assunta una concentrazione di NO_x nei fumi pari a $250 \text{ mg}/\text{Nm}^3$, corrispondente al limite minimo rilevato negli impianti CMA, come riportato in tabella 5. L'adozione di una linea di trattamento dei fumi ottimale, dotata di sistemi dedicati di denitrificazione, può sicuramente contribuire a rendere gli impianti a biogas meno problematici sotto il profilo del contenimento delle emissioni di ossidi di azoto.

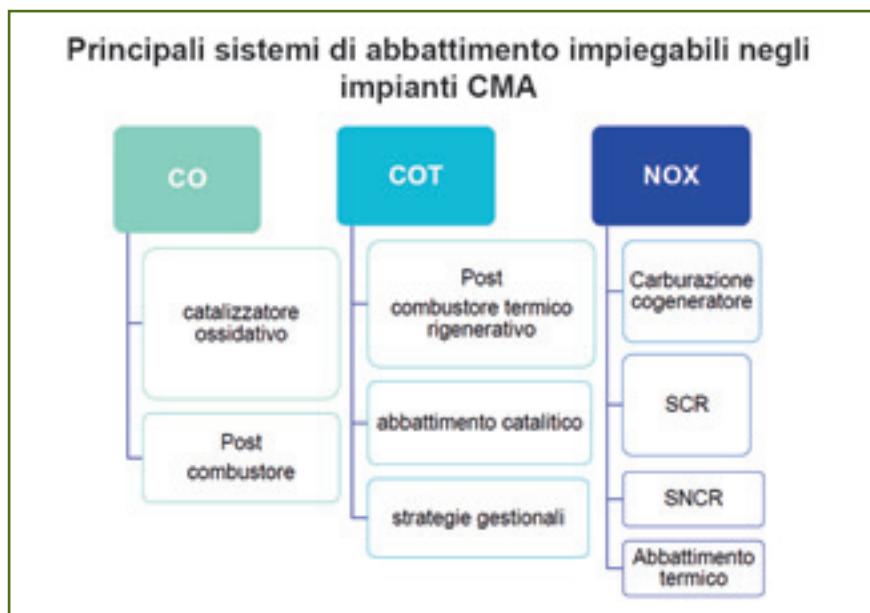
I risultati riferiti al campione analizzato evidenziano come anche le emissioni di particolato rappresentino una lieve criticità ambientale, anche in relazione al caso ottimizzato che implica un valore di concentrazione delle polveri pari a $1,6 \text{ mg}/\text{Nm}^3$, come riportato in tabella 5.

Rispetto a tali criticità, il processo di upgrading di biogas a biometano potrebbe rappresentare uno spunto di evoluzione tecnologica efficace e interessante sotto il profilo ambientale.

Si segnala infine come il CMA sia molto attento al tema delle emissioni derivanti dalla combustione di biogas. Infatti, da tempo gli associati sono stati stimolati a promuovere l'adozione di sistemi di abbattimento efficaci, in coerenza con il "Nuovo

accordo di programma per l'adozione coordinata e congiunta di misure per il miglioramento della qualità dell'aria" stipulato nelle regioni del bacino padano.

Figura 10: principali sistemi di abbattimento delle emissioni impiegabili negli impianti a biogas



4.2.1 Risparmio di emissioni climalteranti

Come già descritto, se il bacino di approvvigionamento è definito e gestito correttamente, le matrici in ingresso possono essere considerate quasi *carbon neutral* (a bilancio di carbonio quasi nullo, a meno degli impatti derivanti dalla coltivazione e preparazione delle colture energetiche). I risparmi di CO₂ conseguiti nel confronto tra lo scenario *ex ante* e quello *ex post* sono stati valutati in termini assoluti, ovvero come tonnellate di CO₂ risparmiata all'anno e in termini percentuali. Questi ultimi sono riportati nella sezione 4.4, in riferimento al parametro 5 dei grafici radar illustrati. Dalle figure appare chiaro come globalmente si abbiano evidenti benefici sul bilancio del carbonio e sul cambiamento climatico, perché i risparmi si collocano tra il 16% e l'67%⁽¹⁸⁾. In riferimento allo scenario ottimizzato (OPT) in cui il biogas non captato è posto pari al 2% del biogas prodotto e non vengono considerate le emissioni di CO₂ equivalente derivante dalle emissioni di metano (CH₄) nei fumi della combustione del biogas, i risparmi di gas effetto serra si collocano tra il 65% e l'78% per tutti e sette i casi analizzati⁽¹⁹⁾.

(18) I risparmi di emissioni climalteranti sono proporzionali alla quota di liquami sul totale delle matrici in ingresso alla digestione. In tre casi i risparmi sono superiori al 50%, di cui due superiori al 60%. Tali casi sono quelli definiti a filiera zootecnica preponderante nella sezione 2.1.

(19) Da tale risultato discende che la sostenibilità complessiva della filiera dipende non solo dalla composizione delle ricette in ingresso alla digestione, ma anche da altri parametri operativi, primo tra tutti la quota di biogas non captato, che è inversamente

I risparmi assoluti di CO₂ equivalente conseguibili grazie alla presenza degli impianti analizzati, valutati come differenza tra le emissioni nello scenario *ex ante* e quelle nello scenario *ex post*, sono stati calcolati per ciascun impianto e come media sui sette impianti del campione, sempre su base annua. I risultati ottenuti sono riportati nelle figure 11 e 12 (per lo scenario ottimizzato, OPT) dove:

- CO₂ EI, *ex ante* è la CO₂ risparmiata grazie alla sostituzione di un prelievo dalla rete elettrica nazionale di un quantitativo di elettricità pari a quella venduta dagli impianti analizzati alla rete elettrica. Tale componente ha segno positivo nella somma algebrica del risparmio totale di CO₂-eq;
- CO₂ Th, *ex ante* è la CO₂ risparmiata grazie alla sostituzione di un quantitativo di calore prodotto mediante caldaia a gas pari a quello utilizzato a scopo riscaldamento ambiente e produzione di acqua calda (calore effettivamente utilizzato a valle degli autoconsumi). Tale componente ha segno positivo nella somma algebrica del risparmio totale di CO₂-eq;
- CO₂ Olio-Gasolio-Elet, *ex post* è la CO₂ emessa dagli impianti in riferimento all'impiego di gasolio, olio lubrificante ed elettricità non autoprodotta. Tale componente ha segno negativo nella somma algebrica del risparmio totale di CO₂-eq;
- CO₂-eq Urea, *ex ante* è la CO₂ risparmiata grazie all'impiego agronomico del digestato come fertilizzante. Tali emissioni vengono calcolate in riferimento al quantitativo di fertilizzanti azotati che bisognerebbe acquistare e distribuire sui campi se al posto del digestato si utilizzassero i liquami e il letame tal quali. Tale componente ha segno positivo nella somma algebrica del risparmio totale di CO₂-eq;
- CO₂-eq Biogas non captato, *ex post* è la CO₂-equivalente emessa dagli impianti a causa delle emissioni di CH₄ per il biogas non captato. Tale componente ha segno negativo nella somma algebrica del risparmio totale di CO₂-eq;
- CO₂-eq Liquami, *ex ante* è la CO₂-equivalente emessa nello scenario *ex ante* a causa dello spargimento dei liquami sui suoli agricoli. Tale componente ha segno positivo nella somma algebrica del risparmio totale di CO₂-eq;
- CO₂-eq Letame, *ex ante* è la CO₂-equivalente emessa nello scenario *ex ante* a causa dello spargimento del letame sui suoli agricoli. Tale componente ha segno positivo nella somma algebrica del risparmio totale di CO₂-eq;
- CO₂-eq Digestato, *ex post* è la CO₂-equivalente emessa nello scenario *ex post* a causa dello spargimento del digestato sui suoli agricoli. Tale componente ha segno negativo nella somma algebrica del risparmio totale di CO₂-eq;
- CO₂-eq Fumi, *ex post* è la CO₂-equivalente emessa nello scenario *ex post* a causa del CH₄ emesso nei fumi della combustione di biogas. Tale componente ha segno negativo nella somma algebrica del risparmio totale di CO₂-eq;
- CO₂ Fert-Gasolio, *ex post* è la CO₂ emessa in riferimento all'impiego di gasolio e fertilizzanti per la coltivazione delle matrici agricole. Tale componente ha segno negativo nella somma algebrica del risparmio totale di CO₂-eq;

- Risparmio di CO₂_eq è la somma algebrica dei valori precedenti, ovvero il risultato finale conseguito come CO₂_equivalente risparmiata.

Dalle figure appare come la sostituzione di elettricità da rete nazionale rappresenti la principale voce positiva de bilancio, seguita da quella relativa allo spandimento dei reflui tal quali sui campi dello scenario *ex ante*. Il principale impatto negativo è invece riferibile alla quota di biogas non captato.

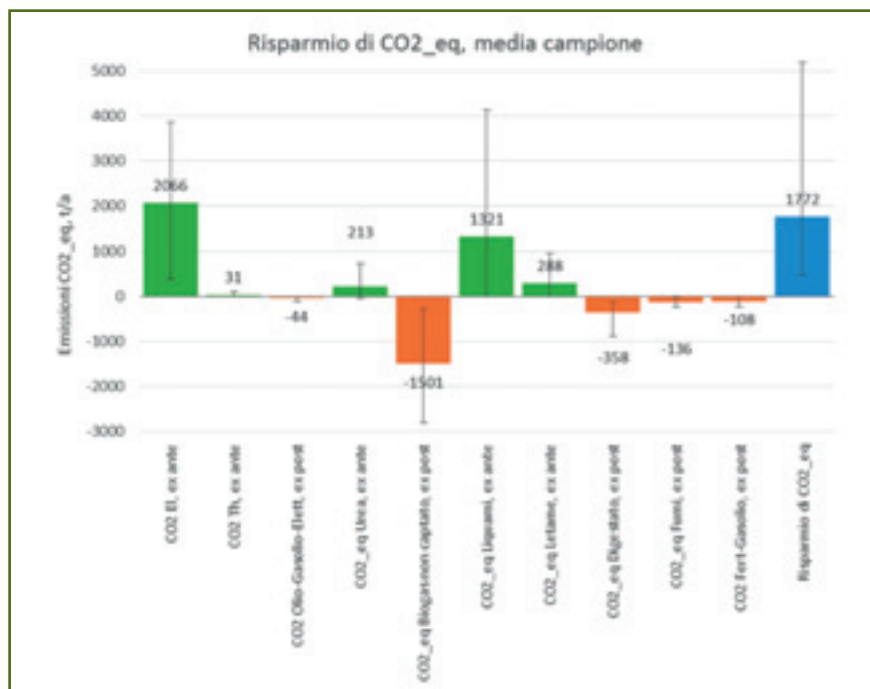
Sulla base delle elaborazioni condotte si evince dunque che un impianto di media potenza a biogas contribuisca a un risparmio di CO₂_eq collocabile tra 1,8 e 3,4 kt/anno a seconda delle assunzioni alla base delle elaborazioni e delle condizioni operative.

Tali risultati corrispondono, in termini di FE a 405 g CO₂_eq/kWh elettrico e a 192 CO₂_eq/kWh nel caso ottimizzato⁽²⁰⁾ a fronte di un valore pari a 489 CO₂_eq/kWh assunto per la rete elettrica nazionale.

Se valutati in termini di emissioni per tonnellata di matrici in ingresso, tali risultati corrispondono a 102 g CO₂_eq/t e a 56 CO₂_eq/t nel caso ottimizzato⁽²¹⁾.

Nelle figure 11 e 12 le linee verticali grigie fanno riferimento ai valori minimi e massimi rilevati per i sette casi analizzati. Trattandosi di valori assoluti, tali valori sono ovviamente correlati alla taglia specifica dei singoli impianti.

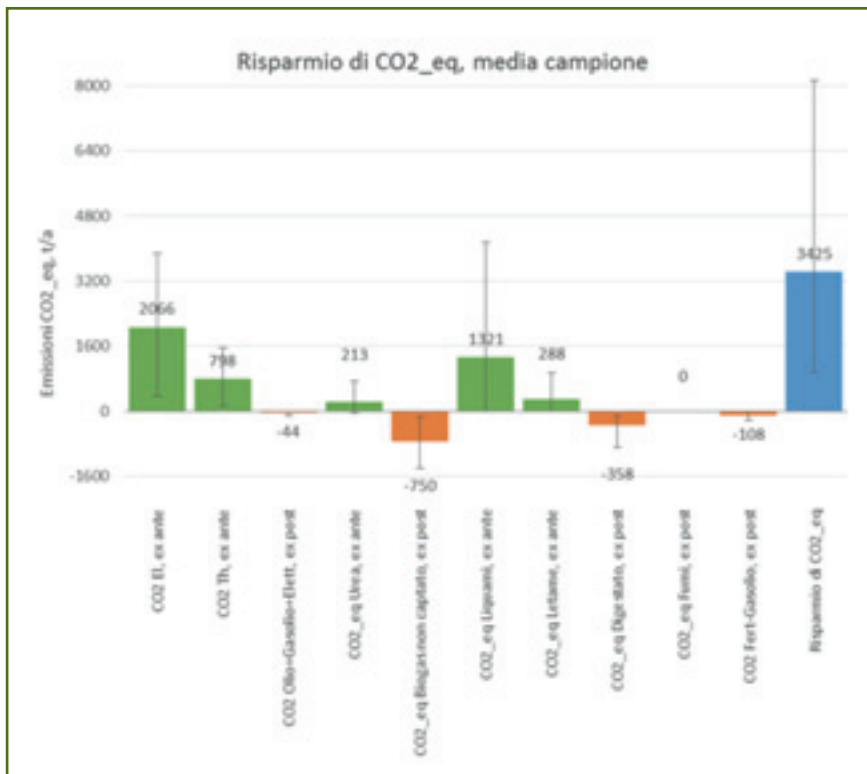
Figura 11: risparmio annuale di CO₂_eq, valori medi per impianto sulla base dei sette casi campione



(20) I valori ricavati sono in linea con altre elaborazioni proposta dalla letteratura scientifica (e.g. Reichhalter et al. 2011).

(21) Anche in questo caso, i valori ricavati sono in linea con altre elaborazioni proposta dalla letteratura scientifica (e.g. Reichhalter et al. 2011).

Figura 12: risparmio annuale di CO₂_eq, valori medi per impianto sulla base dei sette casi campione, caso ottimizzato



4.3 Valutazione sinottica

I principali risultati conseguiti sono stati organizzati nei seguenti grafici radar al fine di avere una visione sinottica delle caratteristiche e degli effetti energetici e ambientali della filiera biogas. La figura seguente riporta due grafici radar per ciascuno dei sette casi analizzati nel dettaglio (da A a G): a sinistra si fa riferimento al caso *ex post* reale e a destra al caso *ex post* teorico ottimizzato (OPT).

Si riassume che il caso ottimizzato differisce da quello reale sulla base delle seguenti assunzioni:

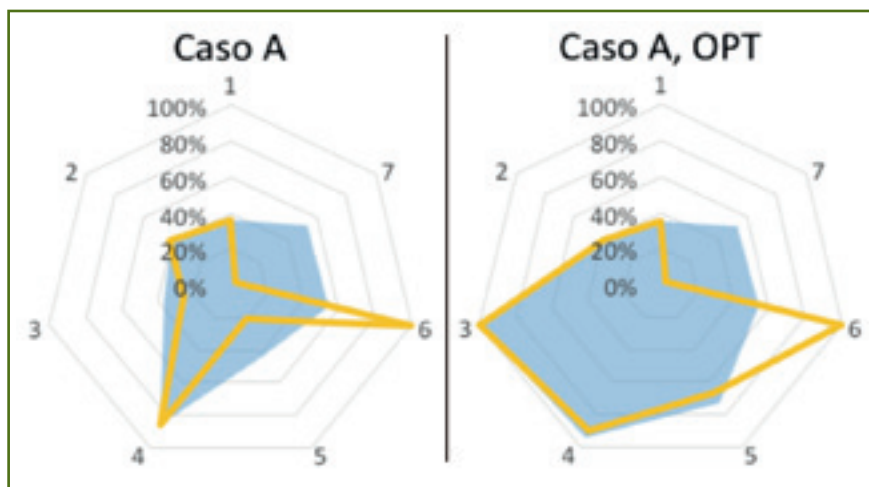
- biogas non captato: 2% della produzione totale;
- emissioni climalteranti da metano nei fumi della combustione del biogas non considerate;
- best available technology (BAT) per quanto riguarda la linea fumi (vedere tabella 5)
- calore cogenerato interamente valorizzato.

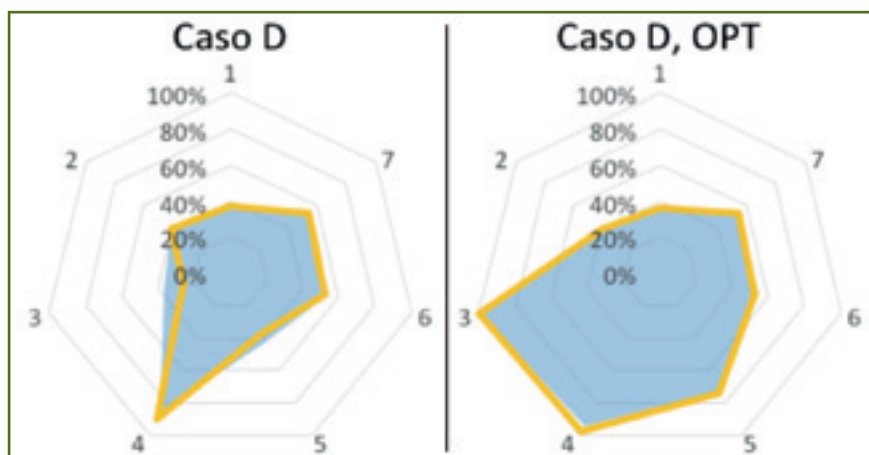
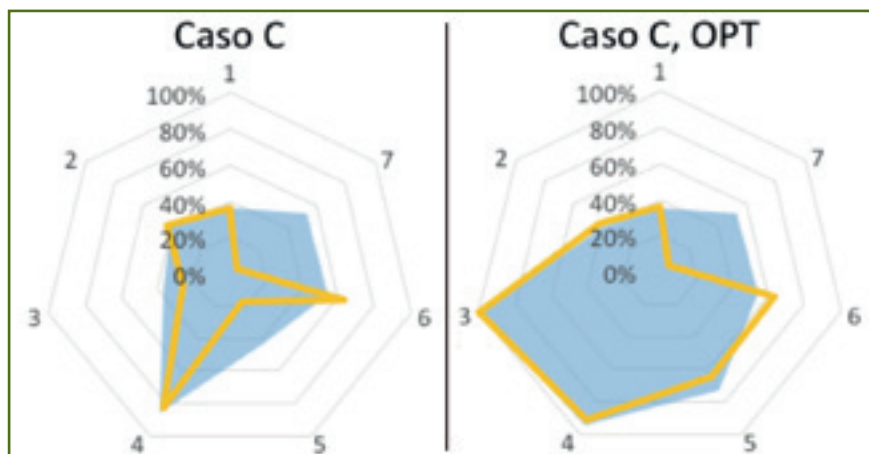
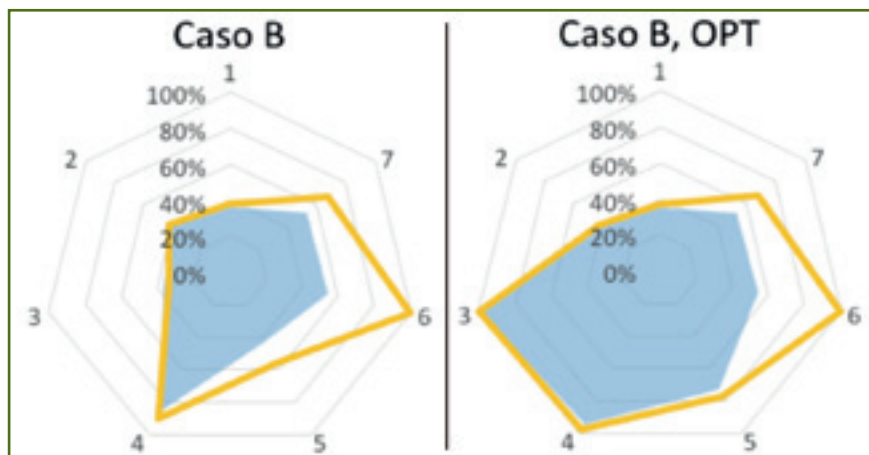
I parametri riferiti ai singoli impianti sono caratterizzati dalla linea arancione, mentre l'area azzurra di sullo sfondo fa riferimento a un impianto medio avente parametri calcolati come media sui dati del campione analizzato.

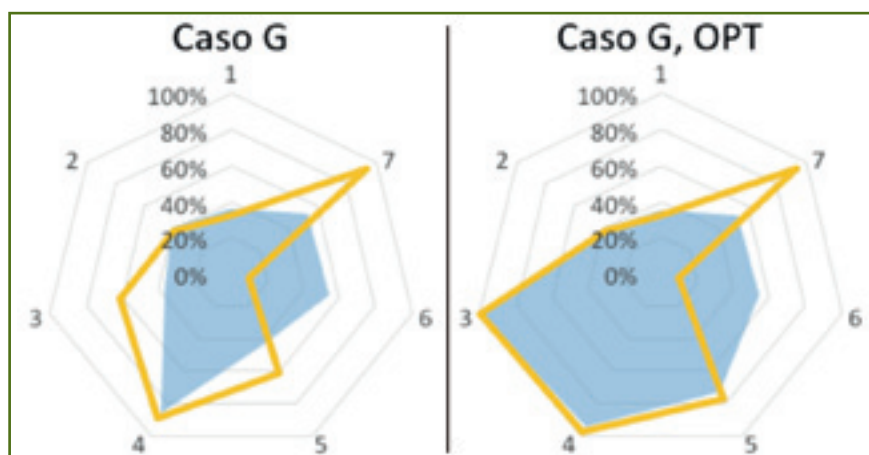
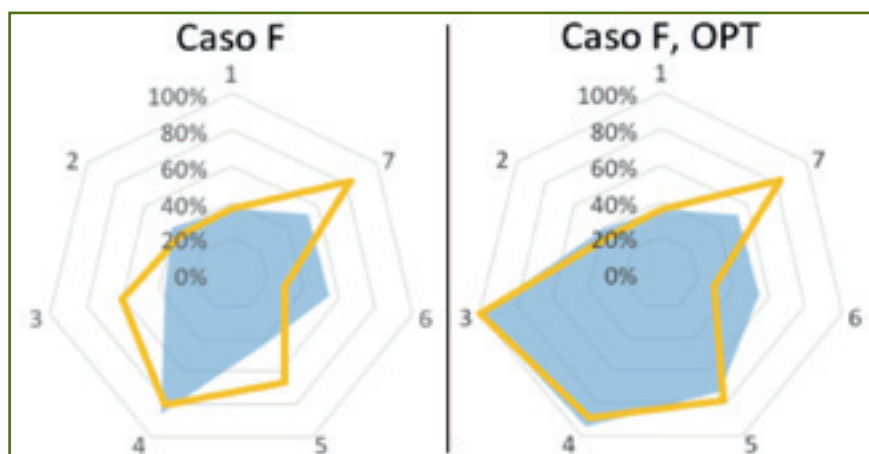
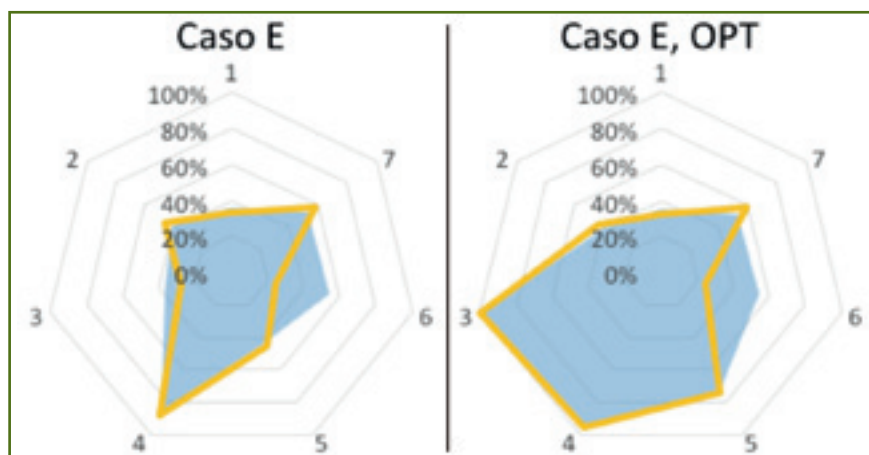
Per ciascun caso, si riportano sette parametri, contrassegnati con i numeri da 1 a 7:

- 1** Rendimento elettrico netto percentuale: rapporto tra l'elettricità venduta alla rete elettrica e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione;
- 2** Rendimento termico lordo percentuale: rapporto tra il calore prodotto dalla co-generazione e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione;
- 3** Quota percentuale di calore utilizzato: rapporto tra il calore utilizzato (per riscaldare stalle e utenze disponibili, anche mediante piccole reti di teleriscaldamento) e quella prodotta dalla cogenerazione;
- 4** Risparmio di energia primaria non rinnovabile: differenza tra il consumo di energia primaria non rinnovabile nello scenario *ex ante* e quello nello scenario *ex post*, valutata in percentuale;
- 5** Risparmio di CO₂: differenza tra le emissioni nello scenario *ex ante* e quelle nello scenario *ex post*, valutata in percentuale;
- 6** Taglia relativa dell'impianto in percentuale: rapporto tra potenza elettrica installata e quella massima installata negli impianti del campione;
- 7** Quota percentuale di liquami e letame sul totale delle matrici in ingresso: rapporto tra la quantità di liquami e letame alimentati (t/anno) e la quantità totale di matrici alimentate (t/anno).

Figura 13: visione sinottica delle caratteristiche degli impianti del campione e dei principali risultati ottenuti, nel caso reale e nel caso teorico ottimizzato







La figura 13 mostra come nello scenario *ex post* reale⁽²²⁾ l'impianto con prestazioni complessivamente migliori (si vedano i parametri da 1 a 5) risulta essere quello del caso B (impianto di taglia "grande", filiera zootecnica preponderante e un uso efficiente del calore prodotto); mentre il caso D rappresenta l'impianto con condizioni più vicine a quelle medie del campione. Ovviamente, nello scenario *ex post* teorico ottimizzato⁽²³⁾, tutti gli impianti vedono un miglioramento delle prestazioni complessive, invitando a riflettere sull'opportunità di adottare concreti accorgimenti tecnologici migliorativi, come, per esempio, quelli atti a ridurre realmente la quota di biogas non captato.

5. EFFETTI ENERGETICO-AMBIENTALI ESTESI ALLA REALTÀ NAZIONALE

Principale obiettivo di tale sezione è stimare gli effetti energetico-ambientali relativi alla produzione di elettricità e calore da biogas agricolo in diversi contesti territoriali al fine di valutare, sui territori in cui tali impianti operano, le conseguenze di un loro eventuale futuro "spegnimento", qualora le condizioni economico-finanziarie rendessero la loro gestione non più sostenibile con conseguente sostanziale fuoriuscita degli impianti a biogas dal mercato elettrico (condizione prevista sulla base delle indicazioni contenute nella SEN 2017⁽²⁴⁾).

I risultati riportati nelle sezioni precedenti fanno riferimento ai sette impianti campione e all'impianto medio fittizio avente taglia e prestazioni ottenute come media dei medesimi parametri in riferimento al campione considerato. Sulla base di alcune valutazioni statistiche svolte, è stato verificato che tale impianto medio fittizio può essere assunto, nei limiti dell'approssimazione, anche come rappresentativo dell'intero parco degli impianti associati al CMA. Tale parco presenta condizioni operative analoghe a quelle del parco di impianti presenti a biogas agricolo nella pianura padana, dove è collocata la maggior parte degli impianti italiani di produzione di elettricità da biogas. Per questo motivo, i risultati ottenuti sono stati estesi al CMA, ad alcune regioni e al contesto nazionale⁽²⁵⁾, in funzione della potenza elettrica installata negli impianti a biogas agricolo.

Le potenze considerate nell'estensione dei risultati a livello di CMA, regionale e nazionale sono riportate nella tabella 9 e verranno descritte meglio nel capitolo a cura di P. Garbellini. La produzione elettrica e l'elettricità venduta alla rete calcolate sulla base dell'estensione, sono state confrontate con i consumi di elettricità totali e domestici ottenuti a partire dai dati disponibili per l'anno 2016, come riportato in tabella 9.

(22) Lo scenario che rispecchia lo stato di fatto operativo degli impianti campione.

(23) Lo scenario che assume le prestazioni energetico-ambientali ottimizzate, ovvero: biogas non captato pari al 2%; calore cogenerato tutto utilizzato (dissipazione nulla); concentrazioni di inquinanti emessi nei fumi di scarico minime.

(24) Strategia Energetica Nazionale - Ministero dello Sviluppo Economico.

(25) Mentre l'estensione al contesto delle regioni settentrionali sembra essere sufficientemente affidabile sulla base dei dati statistici disponibili, quella al contesto nazionale presenta un livello di approssimazione superiore.

Il caso di copertura maggiore degli usi finali si ha nella regione Friuli, dove gli impianti a biogas permettono di coprire circa il 4% dell'elettricità consumata e circa il 30% dei consumi nel settore civile, a fronte del 3% e 12% circa medi nazionali, rispettivamente.

Tabella 9: potenze considerate nell'estensione dei risultati e quota di copertura degli usi elettrici finali (elaborazioni sulla base di dati CMA 2017, GSE e Terna 2016)

Contesto di riferimento	Potenza in MW elettrici	Elettricità venduta/consumi elettrici totali	Elettricità venduta/consumi elettrici domestici
CMA	65,5	-	-
Piemonte	95,5	3,0%	16,3%
Lombardia	282,0	3,4%	19,7%
Veneto	130,9	3,4%	18,8%
Friuli	51,4	4,1%	29,8%
Emilia Romagna	110,2	3,1%	17,0%
Totale regionale	670,0	3,3%	19,0%
Totale nazionale	978,0	2,6%	11,8%

Per avere una visione sinottica estesa a tutti i contesti territoriali di riferimento, vengono riportati i seguenti indici: energia elettrica venduta alla rete; energia termica valorizzabile, ovvero vendibile ad utenze termiche di vario tipo a valle degli autoconsumi; risparmi di energia primaria non rinnovabile; risparmi di emissioni effetto serra. La valutazione è stata condotta per lo scenario *ex post* reale (figura 14) e per lo scenario *ex post* ottimizzato (figura 15), corrispondente a una gestione ottimale di tutti gli impianti analizzati.

Dalle figure si evince che l'eventuale "spegnimento" di tali impianti provocherebbe, oltre ai mancati guadagni economici descritti nel capitolo a cura di P. Garbellini, a un mancato risparmio di energia primaria non rinnovabile valutabile tra 1262 (caso realistico) e 1946 (caso ottimizzato) kTEP/anno e a un mancato risparmio di CO₂ equivalente valutabile tra 3186 (caso realistico) e 6158 (caso ottimizzato) ktCO₂/anno.

A ciò si aggiunge ovviamente anche la perdita di tutti gli altri benefici legati a una gestione più "circolare" delle filiere agricole coinvolte, come già precedentemente ribadito.

A partire da questi risultati sorgono pertanto spontanee alcune considerazioni su come supportare il futuro degli impianti esistenti nel contesto normativo, tecnologico, economico e politico locale, italiano ed europeo.

Figura 14: risultati dell'estensione nei differenti contesti territoriali

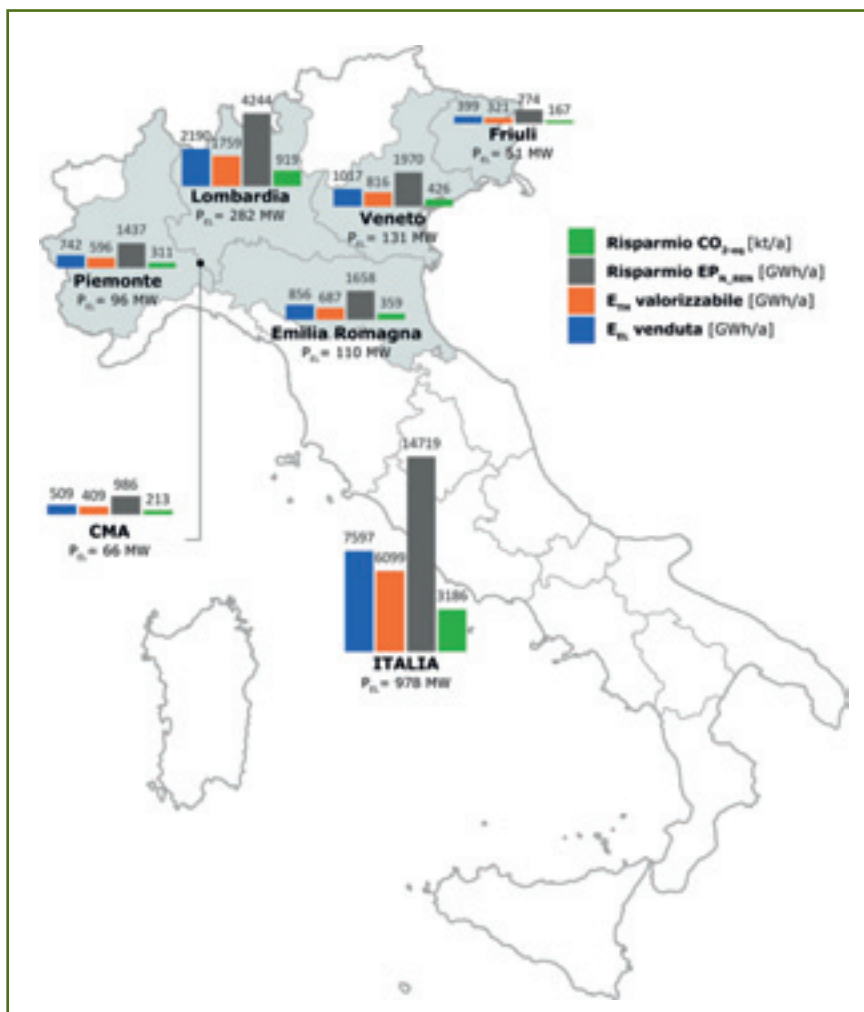
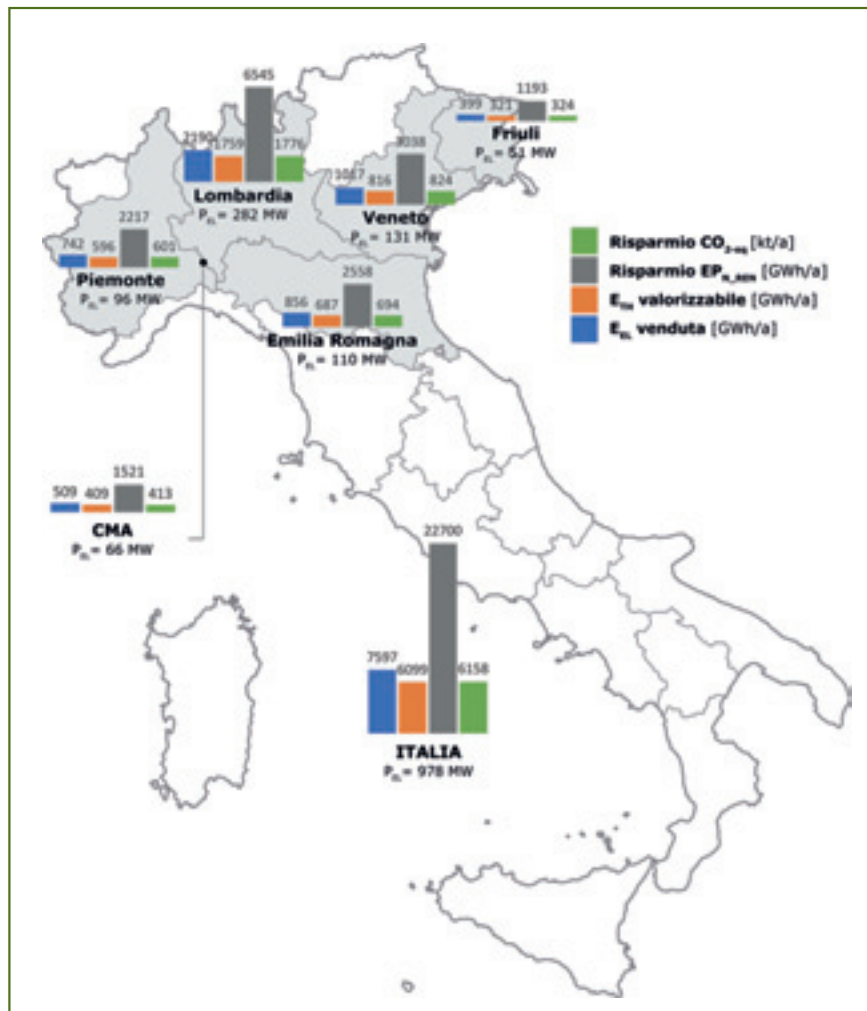


Figura 15: risultati dell'estensione nei differenti contesti territoriali, caso ottimizzato (OPT)



6. SVILUPPI FUTURI E CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Sulla base dei risultati descritti nelle precedenti sezioni è possibile concludere che, a livello generale, tutti gli impianti analizzati sono caratterizzati da rendimenti elettrici ottimali sulla base della tecnologia di riferimento utilizzata, permettendo dei risparmi di energia primaria fossile dell'ordine dell'80-90%. Rispetto alle emissioni CO_2eq , i risultati attestano effetti positivi che possono tradursi, nei contesti operativi migliori, in risparmi dell'ordine del 60-80%. Si sottolinea che, per la valutazione dello scenario *ex post*, è stata calcolata la CO_2 equivalente, comprendendo anche le emissioni di CH_4 e di N_2O convertite in CO_2 sulla base del loro potenziale climalterante. Come conseguenza di tali ipotesi, i risparmi di emissioni climalteranti aumentano all'aumentare della percentuale in peso dei reflui zootecnici rispetto al totale delle matrici in ingresso.

L'analisi delle condizioni operative e la lettura degli effetti energetico-ambientali ci permettono di indicare anche alcuni spunti per l'evoluzione tecnologica, che possono essere così riassunti:

- Ridurre il più possibile gli impatti relativi alla fase di "attivazione" della risorsa, ovvero i consumi di gasolio, acqua e fertilizzanti pertinenti alla coltivazione, al trattamento e al trasporto delle matrici agricole (colture energetiche dedicate). Questo è possibile grazie a una scelta accurata del bacino di approvvigionamento e delle colture, oltre che modificando le ricette in ingresso alla digestione verso una filiera zootecnica preponderante;
- Aumentare la quota di energia termica utilizzata, cercando di incrementare le vendite del calore, valutando la possibilità di realizzazione o estensione di piccole reti di teleriscaldamento;
- Predisporre sistemi per ridurre il più possibile la quota di biogas non captato, compatibilmente con le condizioni operative peculiari dell'impianto; è stato infatti verificato che la riduzione della quota di biogas non captato incide profondamente sulla sostenibilità complessiva della filiera.
- Ottimizzare il processo di combustione e la linea di abbattimento dei fumi ai fini del contenimento delle emissioni di metano incombusto e di ossidi di azoto. Rispetto a questo tema, l'*upgrading* a biometano potrebbe comportare un miglioramento delle prestazioni su tutti i macroinquinanti.

> L'INTERVISTA



Ettore Prandini

Laureato in giurisprudenza, Prandini guida un'azienda zootecnica di bovini da latte e gestisce un'impresa vitivinicola con produzione di Lugana. Dal 2006 è stato alla guida della Coldiretti Brescia mentre dal 2012 è al vertice della Coldiretti Lombardia. Dal 2018 eletto all'unanimità Presidente nazionale di Coldiretti. Dal 2013 è inoltre vice Presidente dell'Associazione Italiana Allevatori e Presidente dell'Istituto Sperimentale Italiano "L. Spallanzani".

A cura di Dott.ssa Vanessa Gallo - Segretario nazionale FIPER

BIOGAS AGRICOLO: UNA LEVA DI COMPETITIVITÀ PER L'AGRICOLTURA E ZOOTECNIA ITALIANA!



> Per le imprese agricole, zootecniche che ruolo ha giocato la produzione di biogas in termini di competitività e posizionamento di mercato?



L'azienda zootecnica con l'impianto di digestione anaerobica per la produzione di biogas, oltre a dotarsi di una importante (e spesso determinante) fonte integrativa di reddito, completa il suo ciclo produttivo in modo decisamente più favorevole sotto

il profilo ambientale, riducendo l'impatto dovuto alla presenza di sostanze inquinanti (sostanze organiche e nutrienti) poiché il materiale digerito è più facilmente gestibile e si possono separare le sostanze organiche solide ed i composti azotati (con benefici agli effetti del potenziale inquinamento idrico), ma anche riducendo le emissioni di metano in atmosfera e abbattendo le emissioni di sostanze odorigene. La produzione di biogas nelle imprese agro-zootecniche, quindi, dovrebbe essere considerata sempre più una prassi, a patto che gli impianti vengano opportunamente dimensionati rispetto alla biomassa effettivamente disponibile in azienda, privilegiando l'impiego delle deiezioni zootecniche e che il processo produttivo non comporti in ogni caso competizione tra colture energetiche e colture alimentari.

> Il miglioramento della qualità dell'aria del bacino padano è tra le priorità dell'agenda di Governo regionale, nazionale e europeo; quale rappresentante di Coldiretti, può spiegarci brevemente in che modo il settore agricolo/zootecnico si sta muovendo per mitigare la propria azione sul cambiamento climatico?



Il tema degli impatti ambientali del settore agro-zootecnico è molto complesso e se da un lato occorre fare chiarezza sulle effettive responsabilità del settore, spesso sopravvalutate, dall'altro lato occorre porre in essere tutte le misure che permettano alle imprese agro-zootecniche di migliorare le proprie *performances* ambientali e climatiche. Rispetto a ciò, lo sviluppo della filiera del biogas costituisce senz'altro una opportunità positiva, grazie al contributo in termini di riduzione delle emissioni di metano in atmosfera e alla possibilità di sostituire i fertilizzanti chimici con quelli biologici valorizzando il digestato. Più in generale, è noto come il settore agroforestale può fornire un contributo positivo alle strategie di mitigazione climatica attraverso la produzione di fonti energetiche rinnovabili, la cattura del carbonio nel suolo e nelle piante (*carbon sink*) e in ogni caso puntando ad un efficientamento dei processi produttivi per ridurre delle emissioni climalteranti. A questi contributi, in termini strategici, si deve aggiungere anche la lotta allo spreco alimentare e un maggiore impulso all'efficienza energetica, ambiti in cui il potenziale di riduzione delle emissioni risulta molto elevato. Un discorso a parte meriterebbe il problema legato all'impatto sulla qualità dell'aria da parte della combustione delle biomasse legnose. Sul tema manca una valutazione complessiva e si rileva spesso un approccio più emotivo che supportato da dati oggettivi, con provvedimenti di divieto generalizzati (sino ad arrivare alla paventata esclusione delle biomasse combustibili dal sistema incentivante della produzione elettrica rinnovabile) ma che spesso non sono collegati ad un effettivo superamento delle soglie delle polveri sottili nei centri abitati e in ogni caso non comportano una valutazione circa il danno che la mancata destinazione energetica, ad esempio, della biomassa proveniente dalle attività di manutenzione boschiva può apportare al settore agroforestale oggi più che mai determinante per la messa in sicurezza del territorio e per il conseguimento degli obiettivi energetici, ambientali e climatici nazionali ed europei.

> Che prospettiva immagina Coldiretti per gli impianti a biogas agricolo esistenti post periodo di incentivazione?

Come indicato in molti studi di settore, in considerazione della difficoltà di comprimere i costi di approvvigionamento della materia prima oltre certi limiti, la filiera del biogas dovrebbe continuare ad essere incentivata. La produzione di biogas ad opera delle imprese agro-zootecniche, infatti, non dovrebbe essere considerata solo in termini di contributo energetico (per il quale ci si aspetterebbe una progressiva riduzione dei sostegni sino al raggiungimento della cosiddetta *grid parity*) ma, piuttosto, andrebbe contemplata come una filiera energetica strettamente legata alle politiche di sviluppo territoriali, finalizzata al raggiungimento di obiettivi ambientali e climatici. Questo in virtù delle numerose esternalità e vantaggi che questa presenta, specie quando l'impianto di biogas è gestito dagli agricoltori/allevatori ed è opportunamente dimensionato rispetto alla effettiva disponibilità di biomassa a livello aziendale/territoriale. In questo contesto, l'analisi degli aspetti economici della filiera del biogas, ai fini della determinazione degli incentivi da destinare alla relativa produzione energetica, dovrebbe comprendere anche i costi evitati in termini di inadempienze alla normativa sul contenimento dell'inquinamento delle acque (nitrati) e dell'atmosfera (emissioni climalteranti, impatti odorigeni e polveri sottili).

> La nuova RED II prevede le comunità dell'energia. A suo avviso è pensabile immaginare comunità rurali dell'energia capaci di realizzare un'economia circolare locale a "rifiuti zero" a partire dalla messa in rete delle aziende agricole che producono energia dal biogas?



Le modalità di produzione e consumo di energia rinnovabile da parte delle imprese agro-zootecniche italiane ben si prestano ad integrarsi con la visione comunitaria di economia circolare e di utilizzo della biomassa "a cascata", così come rispondono in toto alla definizione di "prosu-

mer", opportunamente introdotta dalla RED II. Occorre tuttavia sottolineare che le dimensioni delle imprese agro-zootecniche medie in Italia comportano una difficoltà nel raggiungimento delle economie di scala e per questo, in termini di politiche mirate e di messa a punto di sistemi incentivanti, queste prerogative dovrebbero essere oggetto di una particolare attenzione e di analisi approfondita ed espressamente dedicata al comparto. Pensando ad esempio alla prospettiva del biometano o alle interessanti prospettive legate al teleriscaldamento, in virtù della ridotta dimensione

degli impianti di biogas agro-zootecnici italiani, l'opzione associativa (investimenti consortili) potrebbe rivelarsi l'unica strada per superare alcuni problemi, come quelli relativi alla difficoltà di accesso alla rete, l'onerosità dei costi di *upgrading* e rispetto alle reali possibilità di accesso ai sistemi incentivanti che, ad esempio, nel caso del biometano, a tutt'oggi sembrano ritagliati maggiormente sulle caratteristiche del settore dei rifiuti.

> A livello europeo, quali sono le principali barriere da rimuovere nell'ottica di promuovere un'agricoltura sostenibile in termini economici e ambientale all'interno del mercato unico?

Probabilmente non si è ancora compreso in modo esaustivo il ruolo del settore agro-forestale nelle politiche di mitigazione climatica, così come rischia di prevalere un approccio criminalizzante e vincolante per le imprese rispetto agli impatti prodotti. Tuttavia, la valutazione di questi ultimi non sempre è supportata da dati scientifici oggettivi. La situazione, a livello normativo, si sta caratterizzando con un progressivo inasprimento dei vincoli con conseguente richiesta di sempre maggiori investimenti (non tutti sostenibili economicamente dalle imprese agricole) per l'attuazione di misure dall'efficacia non sempre comprovata. Il comparto zootecnico è quello più a rischio, sulla base della sua suscettibilità di produrre impatti quando l'attività è gestita in modo intensivo e con una logica industriale. Purtroppo, nel contempo, non c'è una adeguata politica di promozione, diffusione e sostegno dei comportamenti virtuosi che invece stanno interessando molte imprese che hanno scelto di fare della sostenibilità ambientale e climatica un fattore distintivo e di competitività. Se si eccettuano alcune misure della PAC (che dovrebbe operare solo "in coerenza strategica" con altri strumenti di promozione) a tutt'oggi risultano insufficienti le misure per premiare le imprese agricole che contribuiscono concretamente al raggiungimento degli obiettivi comunitari in campo climatico ed ambientale. Si pensi, ad esempio, agli assorbimenti di carbonio e a tutte quelle esternalità ambientali, legate alla presenza attiva sul territorio delle imprese, connesse alla tutela del territorio dal dissesto idrogeologico e dalla desertificazione, alla tutela della biodiversità, al benessere animale, alla prevenzione degli incendi, alla fornitura di servizi eco-sistemici, al corretto uso delle risorse idriche ecc. Probabilmente lo stesso concetto di sostenibilità dovrebbe prevedere un maggiore approfondimento circa le interconnessioni esistenti tra le diverse normative che si occupano, separatamente, di impatti specifici rischiando di perdere di vista il fatto che spesso il soggetto a cui si rivolgono è sempre lo stesso e cioè l'impresa agricola. Se non si tiene conto di questo aspetto e non si giunge ad una visione più ampia della sostenibilità (ambientale, sociale ed economica), contemplando e "contabilizzando" anche le numerose esternalità positive del comparto agricolo, si rischia di penalizzare proprio il settore che possiede le maggiori prerogative e potenzialità per il raggiungimento degli obiettivi climatici ed ambientale dell'UE.

> Il ministro Centinaio nel discorso di apertura ha plaudito alla funzione delle bioenergie per favorire il presidio territoriale e la creazione di reddito. Quali sono a suo avviso le priorità su cui il Governo dovrebbe focalizzare l'attenzione nel comparto biogas agricolo?

È chiaro che in un territorio come quello italiano gli impianti di biogas dovrebbero essere dimensionati in funzione della biomassa di scarto disponibile in azienda e su questo principio ci si aspetta la diffusione di impianti di ridotta potenza. Ad esempio, sulla base delle dimensioni medie delle aziende zootecniche nazionali, la maggior parte degli impianti aziendali sarebbe compresa tra i 50 ed i 300 kW di potenza.

Come noto, attualmente i meccanismi di incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico sono disciplinati dal D.M. 23 giugno 2016 che ha già introdotto una differenziazione delle tariffe sia in funzione della tipologia di alimentazione (prodotti, sottoprodotti e rifiuti) sia per taglia di impianto, partendo da una potenza compresa tra 1 e 300 kW (la suddivisione delle categorie di incentivo per taglia d'impianto prosegue, a salire, con intervalli di potenza compresi tra 300 e 600 kW, 600-1000 kW, 1000-5000 kW e oltre i 5000 kW).

Attraverso questa classificazione il sistema attuale, quindi, già prevede incentivi maggiori per impianti di minore taglia ed alimentati da sottoprodotti di origine biologica e rifiuti non provenienti da raccolta differenziata, stabilendo, tra l'altro, che possano rientrare in questa categoria anche gli impianti con taglia inferiore ad 1 MW alimentati con un massimo del 30% (in peso) con prodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-A (colture energetiche). Purtroppo, però, l'operatività di questo decreto può considerarsi terminata (l'ultimo bando per incentivare gli impianti iscritti in posizione utile nel registro del GSE si è chiuso il 20 ottobre 2016 e dal 31 dicembre 2017 è scaduto anche il termine per gli impianti con potenza di piccole dimensioni a cui era permesso un accesso diretto. Di conseguenza, dopo il 31 dicembre 2017, non c'è stata più alcuna possibilità di accedere agli incentivi da parte di nuovi impianti alimentati a fonti rinnovabili.

Si ritiene, invece, assolutamente indispensabile non interrompere gli investimenti nel settore delle rinnovabili "sostenibili" prevedendo al più presto un nuovo periodo di incentivazione per le fonti di energia rinnovabile di origine agricola, e questo vale specialmente per il biogas della taglia fino a 300 kW elettrici.

Gli impianti di biogas, infatti, costituiscono la tipologia di fonte rinnovabile con le maggiori potenzialità concrete di realizzazione, le maggiori ricadute economiche sul territorio e sulla filiera produttiva, le maggiori possibilità di creazione di nuovi posti di lavoro, i maggiori benefici ambientali connessi oltre che alla sostituzione di fonti fossili anche alla valorizzazione di residui e sottoprodotti, alla riduzione dell'utilizzo di fertilizzanti chimici, al contributo determinante per la gestione sostenibile, al mantenimento e alla cura dei terreni a rischio di abbandono con importanti ricadute contro il dissesto idrogeologico.

Per perseguire tali obiettivi, a nostro avviso, sarebbe necessario inserire nel nuovo decreto le seguenti proposte:

- a** nuovo periodo di incentivazione quinquennale;
- b** contingente di potenza annuale riservato agli impianti a biomasse e biogas rea-

lizzati da imprenditori agricoli;

c caratteristiche degli impianti ammessi all'incentivo:

- potenza fino a 300 kW elettrici,
- alimentazione a sottoprodotti con una soglia del 20% in peso di prodotti dedicati,
- utilizzo del calore che includa anche l'energia termica necessaria ai processi aziendali e di impianto (digestione anaerobica, essiccazione biomasse, essiccazione lavorazione connesse come possono essere quelle per la produzione di pellet);

d priorità di accesso agli incentivi in base a:

- indicatore di concentrazione territoriale a livello provinciale della produzione di nitrati e delimitazione della sede aziendale in zone vulnerabili;

e livello di incentivazione adeguato alla realizzazione degli investimenti e comunque non inferiore ai livelli previsti dal decreto 6 luglio 2012.



ANALISI DELLE RICADUTE ECONOMICHE E OCCUPAZIONALI

A cura di Dott. Paolo Garbellini

**Paolo Garbellini**

Laureato a pieni voti in Discipline Economiche e Sociali presso l'Università Commerciale L. Bocconi nel 2011, per 4 anni ha lavorato come consulente presso Pöyry Management Consulting. Dal 2015 ha proseguito la sua carriera come consulente senior indipendente, da un lato continuando la collaborazione con Pöyry e dall'altro assumendo direttamente incarichi specifici in utilities, fondi di investimento, associazioni di categoria e presso primarie società attive nel settore energetico e nel teleriscaldamento a biomassa. Paolo è stato coinvolto o ha diretto numerosi progetti nel settore delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, dall'analisi di mercato al supporto commerciale, dalla predisposizione di business plan a due diligence per nuovi investimenti. Nel 2017 ha realizzato uno studio per FIPER sul mercato dei titoli di efficienza energetica (TEE).

1. FINALITÀ DELL'ANALISI ECONOMICA

Lo sviluppo di un impianto a biogas si inserisce in un quadro più ampio rispetto alla sola produzione e fornitura di energia elettrica e/o calore, ricomprendendo l'intera filiera agroenergetica. Ad esso è riconosciuto un ruolo prioritario nella valorizzazione della produzione agricola e zootecnica e nello sviluppo della filiera locale. Numerose possono essere le esternalità positive e i costi evitati che caratterizzano un impianto a biogas, dal risparmio di concimi tramite l'utilizzo del digestato al recupero del calore per il riscaldamento e l'essiccazione con conseguente risparmio economico e di combustibili fossili. Il presente studio vuole dimostrare, dati alla mano, come la filiera del biogas possa rappresentare un importante elemento di forza del tessuto produttivo agricolo nazionale e possa contribuire al raggiungimento degli obiettivi climatici e di crescita sostenibile dell'Italia.

Nonostante la SEN 2017⁽¹⁾ preveda per il biogas una sostanziale fuoriuscita dal mercato elettrico, il presente studio si prepone la finalità di evidenziare e quantificare i vantaggi economici ed occupazionali tipici di un impianto a biogas agricolo e della relativa filiera in termini di sviluppo di sistemi ad economia circolare.

Fonte: azienda Agricola Moris



Proprio per questo motivo la corretta valutazione di un impianto a biogas deve considerare non solamente gli impatti e i benefici economici, ambientali ed occupazionali diretti ma anche quelli indiretti ed indotti su tutta la filiera, sia a monte che a valle dell'impianto. Tali benefici hanno inoltre una valenza ulteriore se si considera che molto spesso riguardano aree marginali, soggette allo spopolamento e che hanno subito le difficoltà del settore agricolo

(1) Strategia Energetica Nazionale - Ministero dello Sviluppo Economico

negli ultimi anni. Infine la filiera del biogas gioca un ruolo importante anche sotto il profilo dell'innovazione tecnologica nel settore agricolo, spinta da economie di scala e di scopo che spesso ne caratterizzano lo sviluppo.

FIPER e il Consorzio Monviso Agroenergia (CMA) portavoce diretto del comparto biogas agricolo all'interno della Federazione, intendono comprendere e quantificare le ricadute economiche ed occupazionali connesse ad un impianto di biogas agricolo ed alla relativa filiera.

2. OBIETTIVI DELLO STUDIO

Il principale obiettivo dello studio è di valutare l'impatto economico ed occupazionale creato a livello locale, regionale e nazionale dagli impianti a biogas e dalle relative filiere.

L'analisi economica che segue nasce dall'esigenza di "dimostrare con dati alla mano" se e in quale misura l'avvio di una centrale a biogas agricolo e della filiera a essa collegata, produca un impatto sull'economia locale, sia in termini economici che occupazionali.

Fonte: Azienda Cascina Bella



In particolare lo studio si prepone l'obiettivo di rispondere ai seguenti quesiti:

- 1 Quali sono gli **impatti economici ed occupazionali** direttamente generati da un impianto a biogas e della relativa filiera?
- 2 Quali sono gli **impatti indiretti e sull'indotto** dell'economia locale, regionale e nazionale? Quali sono temporanei e quali permanenti?
- 3 Quali benefici in termini di **gettito fiscale** generano gli impianti a biogas? Come questi impatti si ripartiscono a livello locale, regionale e nazionale?
- 4 Quale sarebbe stata la **perdita potenziale di valore economico ed occupazionale** per il territorio in caso di mancata realizzazione dell'impianto? Quali messaggi si possono trarre per il futuro del biogas post incentivi?
- 5 Quali conclusioni si possono trarre dalla quantificazioni precedenti? Quali indicazioni di **politica energetica** lo studio può fornire al legislatore per il futuro del comparto?

Lo studio vuole fornire alcune chiavi di lettura ovvero "di impatto" al legislatore,

sull'opportunità in termini di sistema economico di promuovere questo tipo di tecnologia per favorire l'economia circolare a partire dalle risorse rinnovabili locali e che produca e distribuisca reddito sul territorio.

A tal fine, a partire dall'analisi di dettaglio delle filiere di un campione di impianti, lo studio provvederà a estendere le quantificazioni effettuate dapprima a livello consortile e regionale e in seguito al territorio nazionale, fornendo una stima dei possibili benefici sia in termini di impatti economici che occupazionali.

3. METODOLOGIA DI ANALISI

3.1 Definizioni

Per stimare l'impatto generato sul sistema economico da un impianto di biogas e dalla relativa filiera anzitutto è necessario definire meglio cosa si intende per impatto economico complessivo e come esso può essere quantificato.

Come illustrato nella seguente Figura 1, l'impatto economico ricomprende:

- **Impatti diretti:** corrispondenti al valore creato nel sistema economico direttamente dal settore oggetto di analisi. Ad esempio per un impianto a biogas l'impatto diretto è riferibile sia alle fasi di progettazione e costruzione (impatti temporanei legati agli investimenti) che a quelle del suo normale esercizio (impatti permanenti legati al fatturato annuo).
- **Impatti indiretti:** corrispondenti al valore creato nel sistema economico dai settori fornitori, sia a monte che a valle della filiera, del settore oggetto di analisi. Ad esempio per un impianto a biogas rientrano in questa categoria i fornitori delle biomasse di origine agricola e dei reflui zootecnici, i trasportatori, le società che si occupano di O&M, etc. che soddisfano direttamente la domanda proveniente dell'impianto. Gli impatti indiretti vengono quantificati in termini monetari dal procurato medio annuo o in termini occupazionali dal numero di addetti a tempo pieno (ULA⁽²⁾) che la domanda di prodotti e servizi dell'impianto a biogas attiva presso i propri fornitori all'interno della filiera.
- **Impatti indotti:** corrispondenti al valore creato nel sistema economico dal reddito distribuito (diretto ed indiretto) che trasformandosi in parte in nuova domanda di consumi finali, attiva nuovi processi produttivi (circuiti reddito-consumo). Questa nuova domanda aggiuntiva produce effetti moltiplicativi simili a quelli indiretti precedentemente illustrati. L'impatto indotto si genera dal reddito distribuito a partire dalle precedenti componenti che, trasformandosi in domanda di beni e servizi si ripresenta come nuova domanda ai differenti processi produttivi nei differenti settori a loro volta interconnessi in un'economia aperta. L'indotto viene definito "attivazione keynesiana" ed è il risultato degli effetti moltiplicativi degli impatti diretti e indiretti. L'impatto indotto complessivo è generato da un lato dalla domanda intermedia proveniente dalle imprese coinvolte negli impatti

(2) Unità Lavorativa Annuo (ULA): lavoratore a tempo pieno (8 h/giorno) per un anno lavorativo (220 giorni).

diretti ed indiretti, correlato alle interdipendenze del sistema economico, dall'altro dall'incremento della domanda finale prodotta dalla spesa dei percettori di reddito lungo tutta la filiera di analisi, ovvero dal circuito reddito-consumo. Nell'impatto indotto rientrano tutti gli attori economici coinvolti nella filiera agro-energetica e le imprese a essa collegate appartenenti a tutti i settori economici con i quali gli attori della filiera intrattengono rapporti commerciali. In termini di effetti occupazionali dati dall'indotto, viene effettuata una stima delle nuove unità lavorative che l'impatto monetario potrebbe generare se venisse impiegato per l'assunzione di nuovo personale sulla base di un costo medio annuo corrispondente.

Figura 1: Schema metodologico di impatto economico



Fonte: elaborazioni interne

Ogni tipologia di impatto precedentemente illustrata può essere quantificata alternativamente in termini monetari, di valore aggiunto e occupazionali, sia a livello locale che successivamente a livello regionale e nazionale.

Accanto a queste ricadute va considerato anche l'impatto fiscale, ovvero il gettito generato dalle imposte locali, regionali e statali percepito dai diversi soggetti istituzionali ed amministrativi interessati. Inoltre, la creazione di valore e di nuovi posti di lavoro ha l'effetto di aumentare la base imponibile e di riflesso il gettito fiscale e può influire anche la domanda e l'offerta di servizi pubblici sia a livello locale che a livello statale. Soprattutto nella politica energetica, la componente fiscale ha da sempre assunto un ruolo di rilevante importanza nel favorire da un lato lo sviluppo delle fonti rinnovabili, dall'altro a ridurre l'incidenza delle accise sui combustibili fossili per l'impiego a fini agricoli (prezzo agevolato gasolio/benzina per mezzi agricoli). Calco-

lare l'incidenza a livello locale dell'entrate generate a livello fiscale dall'avvio di una centrale a biogas agricolo, ci permette di mettere in evidenza come e in che misura viene redistribuito direttamente sul territorio il gettito complessivamente collegato all'impianto e alla relativa filiera.

3.2 Gli impatti economici nella filiera agroenergetica

Fonte: CMA

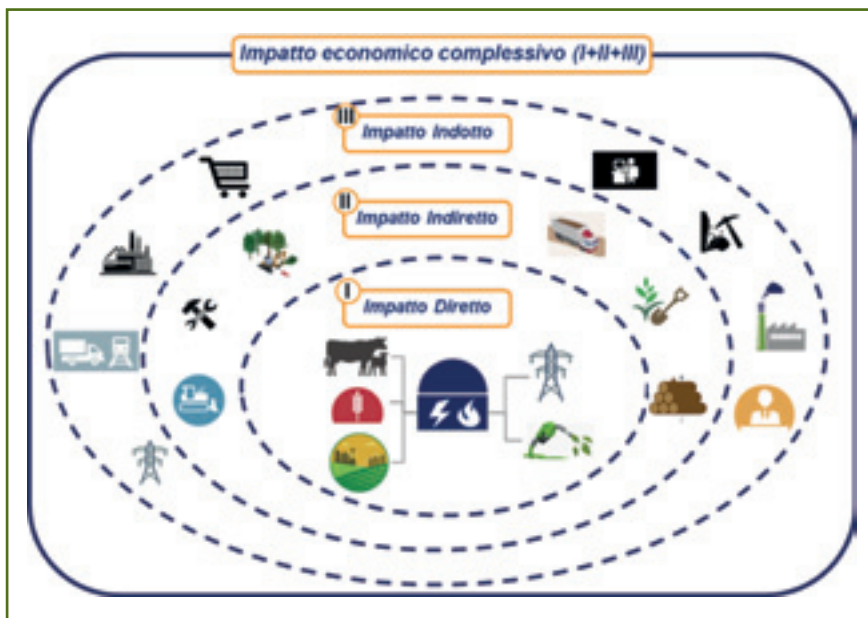


Nella Figura 2 vengono schematizzati i differenti livelli di impatto economico che caratterizzano l'impianto a biogas e la relativa filiera agroenergetica.

L'impatto diretto è riconducibile al valore economico generato in termini di:

- fatturato relativo alla produzione di energia elettrica incentivata, calore e potenzialmente biometano
- remunerazione dei fattori produttivi (capitale e lavoro) impiegati
- creazione di posti di lavoro direttamente impiegati presso l'impianto a biogas.

Figura 2: Le declinazioni di impatto economico nella filiera agroenergetica



Allargando l'analisi alla catena di fornitura, viene quantificato l'impatto economico indiretto tramite il fatturato delle imprese fornitrici: si calcola il procurato che il gestore dell'impianto a biogas complessivamente approvvigiona annualmente dalla propria rete di fornitori diretti.

Infine, l'ultimo livello di impatto (quello indotto) coinvolge tutti i settori economici che intrattengono relazioni commerciali con le aziende ricomprese nella filiera agroenergetica. Per la quantificazione di tale impatto è stata utilizzata la metodologia statistica delle interdipendenze settoriali, utilizzando le tavole input-output dell'economia italiana pubblicate dall'ISTAT⁽³⁾ ed il modello di Leontief. Per maggiori dettagli in merito si rimanda all'allegato metodologico.

(3) Tavole delle risorse e degli impieghi (o tavole supply and use) ai prezzi correnti e ai prezzi dell'anno precedente, pubblicate dall'ISTAT il 7 febbraio 2018.

3.3 L'approccio utilizzato

Fonte: CMA



L'analisi, come schematizzato nella seguente Figura 3, è stata condotta con un doppio approccio: bottom-up per gli impatti diretti ed indiretti e top-down per gli impatti indotti.

Nell'approccio *bottom-up* sono stati raccolti dati economici, contabili e gestionali in maniera puntuale e dettagliata direttamente dagli associati Fiper/CMA, costruendo un campione composto da 7 impianti-tipo caratteristici che verranno esplicitati nel paragrafo "4. Il Campione di analisi".

Tale attività è stata condotta sottoponendo ad ogni società ricompresa nel campione un questionario dettagliato e una richiesta dati di dettaglio⁽⁴⁾. La raccolta dati è stata inoltre completata con la consultazione di database pubblici (Cerved, Bureau Van Dijk).

Il campione è stato composto tenendo in considerazione sia gli aspetti tecnici che quelli operativi e gestionali con la finalità di essere il più rappresentativo possibile della realtà degli impianti a biogas consorziati in CMA, sia per capacità installata che per tipologia di dieta in ingresso. Dall'analisi puntuale dei dati raccolti sono stati quantificati sia gli impatti diretti che quelli indiretti.

(4) Si rimanda per un maggiore dettaglio all'allegato "Dettaglio dati richiesti".

Figura 3 - Approccio metodologico



L'impatto indotto risulta il più difficile da quantificare in maniera rigorosa e necessita di un differente approccio rispetto ai primi due livelli di impatto: a partire dall'esperienza di letteratura, viene misurato in termini monetari e di valore aggiunto tramite le tabelle *input-output* delle interdipendenze settoriali del modello di *Leontief*⁽⁵⁾ e successiva endogenizzazione del circuito reddito-consumo e dei suoi effetti moltiplicativi⁽⁶⁾.

Questo modello descrive il sistema economico come un insieme di flussi di beni e servizi scambiati tra i diversi settori produttivi (utilizzi intermedi) o venduti da questi agli utilizzatori finali (utilizzi finali). È un modello lineare, largamente utilizzato in letteratura e in specifici studi sull'analisi di impatto economico⁽⁷⁾.

Nel modello ogni impresa necessita di fattori produttivi (*input*) per produrne altri (*output*), ove i fattori input per alcune imprese altro non sono che fattori output per altre e viceversa. La realtà economica viene dunque modellizzata come una tabella di interdipendenze settoriali (tavola *input-output*) che permette di descrivere le relazioni tra le quantità di beni prodotte e consumate dai differenti settori di un'economia e di conoscere l'aumento di domanda nei confronti di tutti i settori dell'economia alimentata dalla variazione unitaria di un singolo settore oggetto di studio.

(5) Dal nome dell'economista russo naturalizzato statunitense, Wassily Leontief che per primo lo teorizzò e lo utilizzò e che gli valse il premio Nobel per l'economia nel 1973.

(6) Per maggiori dettagli sulla metodologia si rimanda all'allegato metodologico.

(7) Si cita a titolo di esempio lo studio "indotto Expo 2015" curato dallo SDA Bocconi su commissione della Camera di commercio di Milano realizzato nel 2016.

Fonte: azienda agricola Greppi



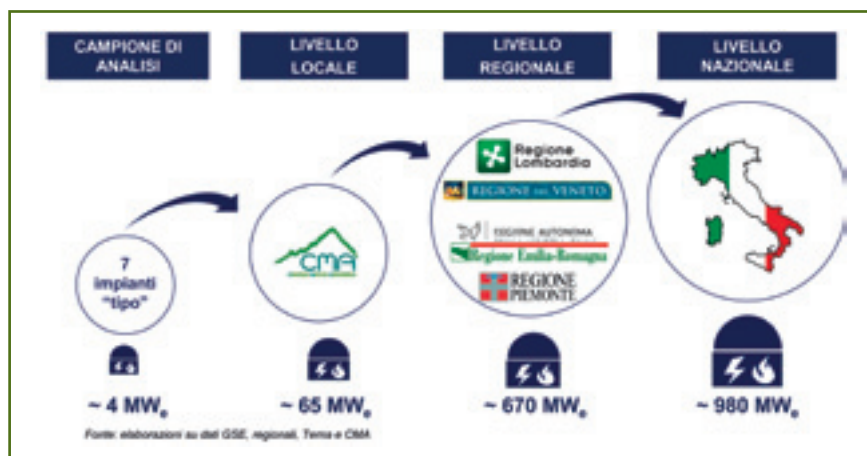
Tramite l'applicazione della matrice inversa di Leontief alle tabelle input-output dell'economia italiana pubblicate dall'ISTAT⁽⁸⁾, si ottengono i moltiplicatori settoriali che permettono la stima dell'impatto economico diretto e indiretto e l'attivazione indotta generata dall'effetto del circuito reddito-consumo.

La metodologia input-output è stata utilizzata in maniera complementare per la stima dell'impatto indotto, essendo l'impatto diretto e indiretto calcolati puntualmente con metodologia bottom-up.

3.4 Le modalità di estensione dei risultati

I risultati ottenuti per le realtà locali analizzate nel campione di studio sono stati successivamente estesi, dapprima a livello di consorzio CMA e a livello regionale (relativamente al "bacino padano", ovvero Piemonte, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna che insieme rappresentano circa il 70% della capacità installata a biogas in Italia) e successivamente all'intero territorio nazionale, come illustrato nella seguente figura.

Figura 4: Metodologia di estensione dei risultati



(8) Tavole delle risorse e degli impieghi (o tavole supply and use) ai prezzi correnti e ai prezzi dell'anno precedente, pubblicate dall'ISTAT il 7 febbraio 2018.

Tale approccio trova giustificazione nelle caratteristiche operative che accomunano tutti gli impianti a biogas agricolo presenti nel territorio nazionale e in particolar modo in Pianura Padana, caratterizzati da fattori di carico molto simili e da un profilo di produzione sostanzialmente piatto (baseload).

Per l'estensione a livello regionale e nazionale è stata calcolata la media ponderata dei valori unitari per MWe installato di impatto economico complessivo (sia monetario espresso in M€/MWe, che occupazionale, in #ULA/MWe). I risultati sono stati così infine estesi considerando le capacità installate complessivamente a livello regionale e nazionale⁽⁹⁾.

4. IL CAMPIONE DI ANALISI

Fonte: CMA



Il campione oggetto di studio è formato da sette impianti a biogas selezionati tra oltre centoventi impianti analizzati attraverso un'analisi statistica di campionamento ragionato. Gli impianti scelti sono estremamente rappresentativi delle tipologie di impianti a biogas agricolo presenti nel nord Italia, sia dal

punto di vista tecnico-operativo che dal punto di vista economico-contabile.

I principali parametri analizzati per la selezione del campione sono stati:

- La potenza elettrica installata
- La tipologia di dieta (% di biomasse, % di reflui, etc.)
- L'anno di entrata in esercizio dell'impianto e la relativa tariffa incentivante
- La produzione elettrica netta (e relativo load factor)
- L'assetto cogenerativo e la relativa potenza e produzione termica media
- Le tipologie di filiere agro-zootecniche coinvolte.

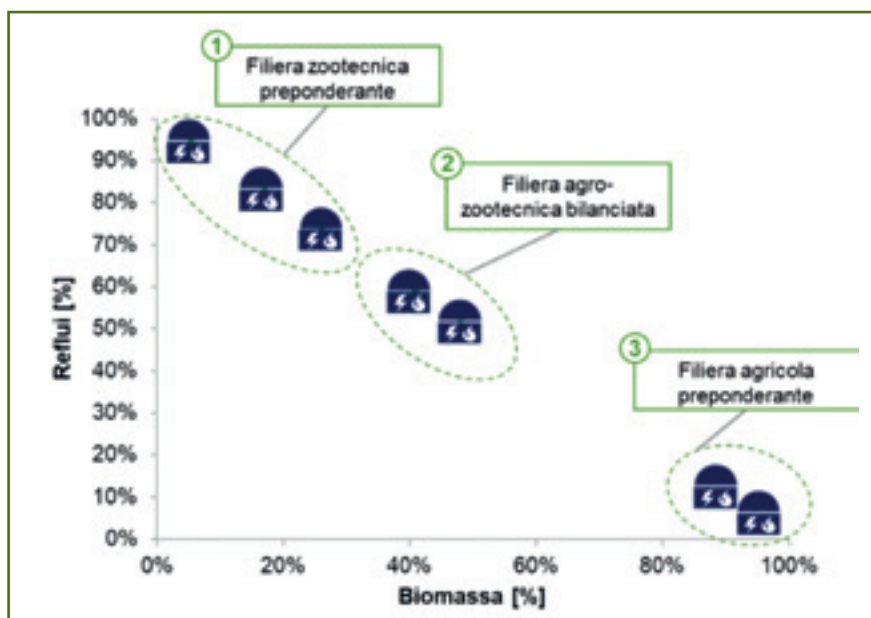
⁽⁹⁾ Le fonti dati utilizzate per le capacità regionali e nazionali di riferimento:

- GSE - Rapporto statistico 2017 Regione Lombardia - studio EcoBiogas
- Veneto Agricoltura - "Gli impianti a biogas del Veneto, risultati del censimento 2016"
- Comuni rinnovabili - Legambiente
- Censimento CRPA (Centro Ricerche Produzioni Animali).

4.1 Le filiere degli impianti nel campione di analisi

Analizzando le diete in ingresso gli impianti del campione ricomprendono impianti a vocazione agricola alimentati principalmente da biomasse vegetali, in particolare insilato di mais, sorgo, triticale o altre colture energetiche coltivate direttamente nei terreni dell'azienda agricola e impianti a servizio della zootecnica con utilizzo prevalente di reflui (liquame e letame). Come illustrato nella seguente figura, si registrano poi anche impianti caratterizzati da una ripartizione equilibrata della dieta fra biomasse e reflui con valori vicini prossimi al 50% ciascuno.

Figura 5: Tipologia di alimentazione degli impianti nel campione



Fonte: elaborazioni interne su dati forniti dagli impianti nel campione

Da queste differenti caratteristiche si possono delineare tre gruppi di impianti all'interno del campione, caratterizzati da differenti tipologie di filiere:

- 1** Impianti con filiera zootecnica preponderante
- 2** Impianti con filiera agro-zootecnica bilanciata
- 3** Impianti con filiera agricola preponderante.

Filiera zootecnica preponderante

Gli impianti caratterizzati da una filiera zootecnica preponderante sono accomunati dall'essere nati per valorizzare al meglio la grande quantità disponibile di reflui zootecnici degli allevamenti (bovini, suini ed ovini) e la disponibilità di terreni agricoli per la realizzazione dell'impianto e delle vasche di stoccaggio. Tipicamente l'approvvigionamento agli impianti avviene a km 0, direttamente dagli allevamenti e dai terreni

a ridosso dell'impianto o tramite il conferimento da aziende agricole limitrofe, solitamente soci diretti della cooperativa o della società che gestisce l'impianto a biogas. Date le difficoltà di collocazione sul mercato sia delle colture ad utilizzo zootecnico che dei prodotti zootecnici la realizzazione degli impianti a biogas ha giocato un ruolo fondamentale nel dare nuovo slancio all'economia locale, creando valore economico ed occupazionale in realtà aziendali messe duramente alla prova dalle crisi dei prezzi dei prodotti zootecnici.

Grazie alla creazione dell'impianto è stato possibile sfruttare numerose sinergie presenti sul territorio: dall'utilizzo più efficiente dei terreni agricoli (inserendo colture intercalari o utilizzandoli per la realizzazione dell'impianto e delle vasche di stoccaggio) all'utilizzo del calore in eccesso per il riscaldamento dei locali e delle stalle e per l'essiccazione di foraggi ed erbe aromatiche, dall'utilizzo del digestato in sostituzione dei concimi chimici alle economie di scala legate all'utilizzo delle vasche di stoccaggio dei reflui (centralizzata presso l'impianto invece che replicate e distribuite nelle singole aziende agricole consociate).

Nel campione di analisi tre impianti sono caratterizzati da questa tipologia di filiera per una capacità installata complessivamente pari a circa 1,5 MWe.

Filiera agro-zootecnica bilanciata



Gli impianti caratterizzati da una filiera bilanciata fra quella agricola e quella zootecnica tipicamente sono accomunati da una logica cooperativa che riunisce differenti realtà agricole e zootecniche nella realizzazione e gestione dell'impianto a biogas al fine di sfruttare le numerose sinergie pre-

senti, valorizzando al meglio le risorse di ciascuna realtà.

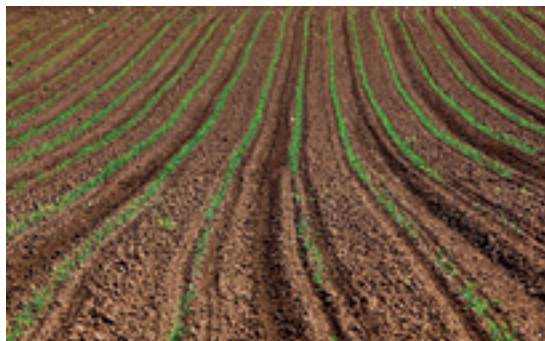
Da un lato la creazione dell'impianto a biogas e della relativa filiera ha garantito una buona redditività ai soci conferenti in un periodo in cui i cereali coltivati, se immessi nel mercato comune, faticavano a coprire i costi di produzione; dall'altro ha permesso alle aziende zootecniche di valorizzare i reflui degli allevamenti in maniera complementare alle aziende totalmente agricole. In aggiunta il digestato prodotto dall'impianto viene smaltito impiegato nei campi dei soci conferenti, rappresentando una circolarità positiva tra la cooperativa e i soci: la prima può godere dell'estensione dei terreni dei soci ad essa asserviti per lo smaltimento spargimento del digestato, i secondi lo utilizzano per la concimazione dei propri campi.

L'alimentazione con un mix bilanciato tra effluenti zootecnici, colture dedicate e sottoprodotti agricoli si è dimostrata ottimale sotto il profilo biologico dei digestori, con elevate rese ed efficienze nella produzione elettrica.

Nel campione di analisi due impianti sono caratterizzati da questa tipologia di filiera per una capacità installata complessivamente pari a circa 0,8 MWe.

Filiera agricola preponderante

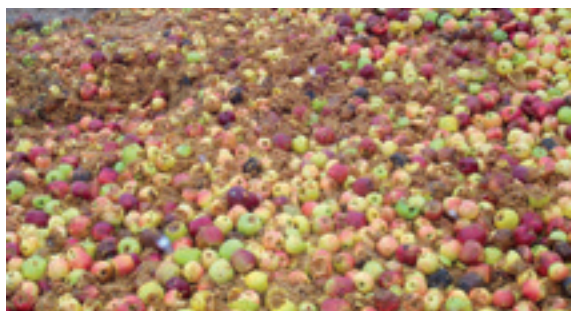
Fonte: Cascina La Bellotta



Gli impianti con filiere agricole preponderanti hanno attivato negli anni una vera e propria rete di fornitori di medie e piccole dimensioni, tutti nel raggio di pochi chilometri dall'impianto. Grazie allo sbocco garantito dall'impianto a biogas le aziende agricole coinvolte hanno beneficiato sia di un

vantaggio economico che di una maggiore sicurezza e minore variabilità dei propri ricavi. Le colture e i sottoprodotti agricoli infatti, grazie all'impianto a biogas hanno beneficiato di un vantaggio economico significativo, arrivando ad essere valorizzate anche il 70% in più rispetto al prezzo medio di mercato ed evitando di essere esposte alla volatilità tipica dei prezzi del mercato all'ingrosso dei cereali. Inoltre l'impianto a biogas ha fornito alle aziende agricole fornitrici presenti a monte della filiera la garanzia del ritiro dell'intera produzione, indipendentemente dalla qualità della stessa. Ciò non sarebbe stato possibile sui mercati all'ingrosso ed è dunque un ulteriore vantaggio economico per la filiera a monte dell'impianto. In tal senso l'impianto a biogas ha ridotto il rischio di mercato per le imprese agricole, con un ruolo benefico equiparabile ad una assicurazione o ad un prodotto finanziario di copertura.

Fonte: FIPER



L'impianto a biogas ha poi consentito una maggiore efficienza nell'utilizzo delle superfici coltivate dalle aziende agricole fornitrici: oltre alle colture annuali infatti l'impianto è in grado di utilizzare anche altre biomasse che ad oggi non costituiscono reddito per

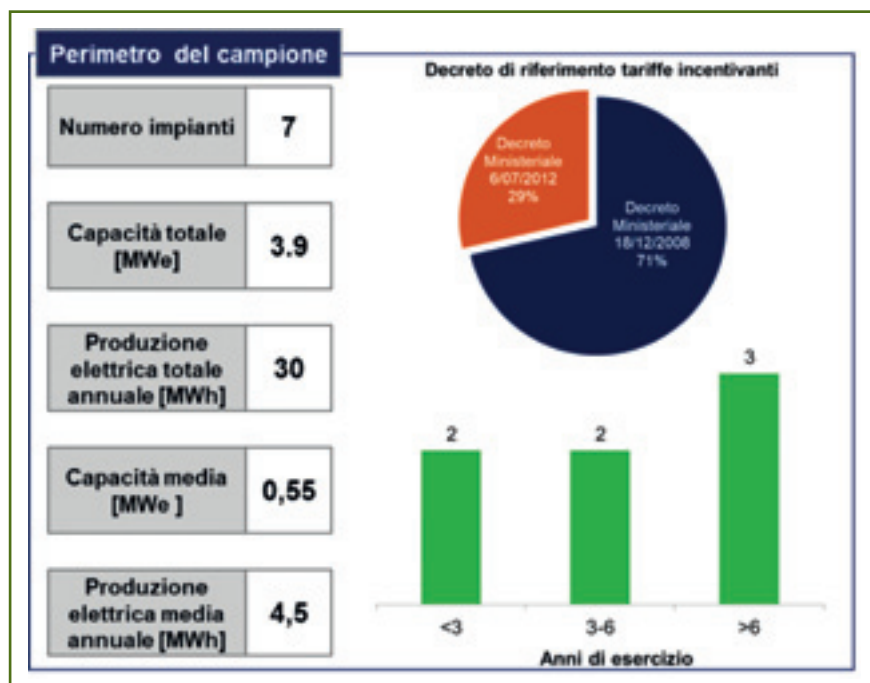
l'imprenditore agricolo (le cosiddette biomasse di integrazione) come i secondi raccolti, biomasse coltivate su terreni marginali, sottoprodotti agricoli etc. Grazie a questa maggiore efficienza le aziende della filiera riescono a servire l'impianto a biogas

senza intaccare minimamente la loro capacità di produrre per i mercati alimentari. Nel campione di analisi due impianti sono caratterizzati da questa tipologia di filiera per una capacità installata complessivamente pari a circa 1,7 MWe. Infine, per tutte le filiere analizzate, l'investimento in nuovi macchinari e nuove tecnologie, trainato dall'impianto a biogas e dalla sua gestione ha ampliato le competenze e l'occupazione locale, arricchendo la filiera agricola già presente. Lo scambio di conoscenze e competenze catalizzate dall'impianto a biogas ha poi permesso di far crescere ed evolvere la filiera locale, fornendo gli stimoli agli imprenditori per lo sviluppo di nuove competenze locali specializzate e per nuovi investimenti sia in terreni che in nuove tecnologie.

4.2 Caratteristiche tecnico-gestionali del campione

Nella seguente figura sono sintetizzati i dati di insieme relativi al campione selezionato che raggiunge i quasi 4 MWe di capacità installata per una produzione media annua complessivamente pari a 30 MWh.

Figura 6: Caratteristiche degli impianti ricompresi nel campione



Fonte: elaborazioni interne su dati forniti dagli impianti nel campione

Gli impianti del campione si caratterizzano per una discreta eterogeneità relativamente alla data di entrata in esercizio, ricomprendendo sia impianti di recente o

recentissima costruzione (realizzati negli ultimi tre anni) fino ad impianti con quasi 10 anni di esercizio.

Le tariffe incentivanti degli impianti variano tra i 236 e 280, con circa due terzi degli impianti che sono entrati in esercizio ai sensi del DM 18 dicembre 2008 ed i rimanenti entrati in esercizio ai sensi del DM 6 luglio 2012, che prevede, tra le altre cose, un cap all'energia elettrica incentivata (con esclusione delle perdite e dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari). Il periodo di incentivazione riconosciuto (vita utile) degli impianti nel campione si attesta tra i quindici e i venti anni.

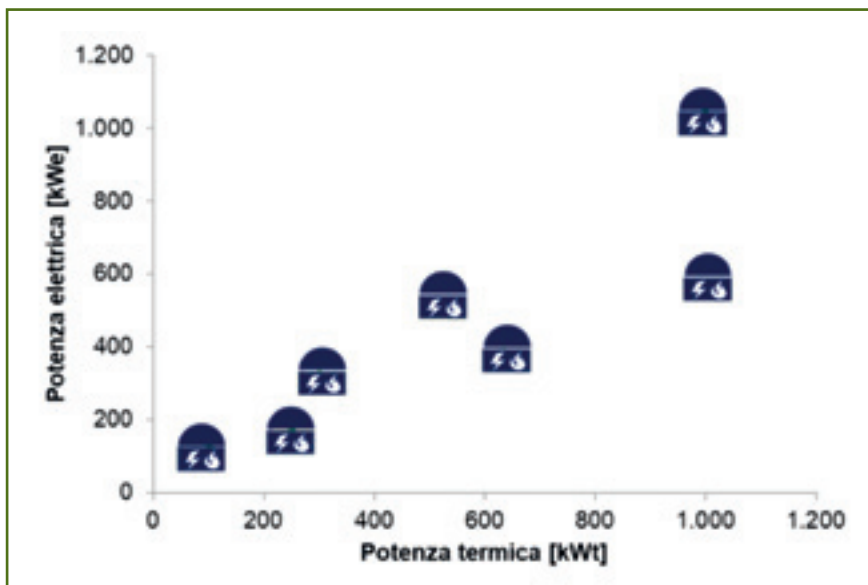
Fonte: CMA



Tutti gli impianti ricompresi nel campione risultano essere cogenerativi come illustrato nella figura seguente. La cogenerazione permette di valorizzare il calore prodotto: il biogas, dopo depurazione, viene inviato a un cogeneratore per la produzione di calore (cogenerazione) e di energia elettrica che viene immessa in rete; il calore prodotto dalla cogenerazione è in parte utilizzato nel ciclo produttivo (riscaldamento dei digestori) e in parte può essere recuperato e utilizzato per il riscaldamento di edifici, stalle, ambienti di lavoro o per necessità produttive (es. essicca-

mento dei foraggi e piante aromatiche), con risparmio economico e di utilizzo di combustibili fossili.

Il materiale di risulta che deriva dal processo di digestione anaerobica (digestato) è invece destinato all'utilizzo in agricoltura a fini agronomici. Per molti impianti l'utilizzo del digestato quale principale fertilizzante ha permesso inoltre di ridurre il consumo di concimi principalmente azotati ma anche fosfatici, per la sua maggior efficienza.

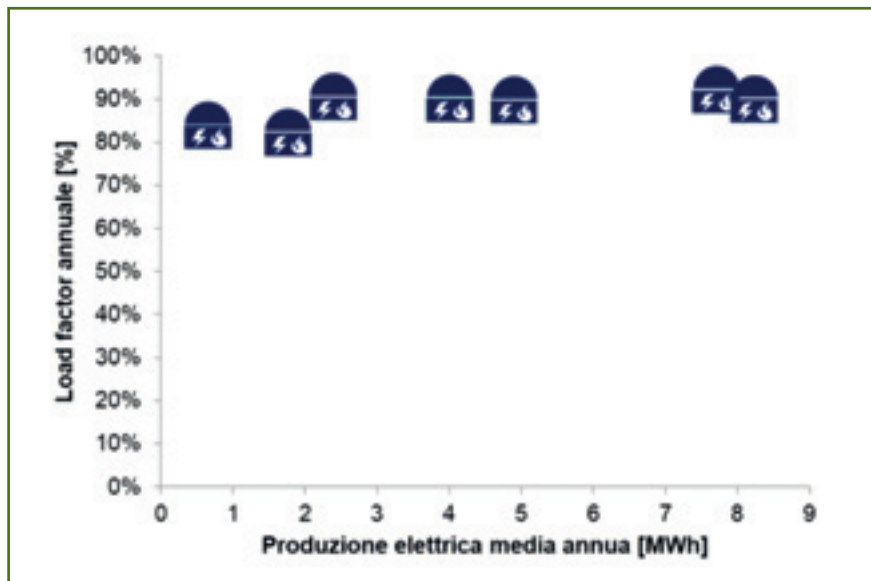
Figura 7: Potenze elettriche e termiche degli impianti nel campione

Fonte: elaborazioni interne su dati forniti dagli impianti nel campione

Gli impianti a biogas hanno un profilo di produzione “baseload”, ovvero tendono a produrre in tutte le ore dell’anno al netto di fermi impianto dovuti ad interventi di manutenzione. Come si nota dalla successiva figura, i load factor⁽¹⁰⁾ degli impianti nel campione confermano questa operatività collocandosi tutti al di sopra dell’80% con una media per il campione pari a circa il 90%.

La produzione elettrica complessiva degli impianti nel campione si attesta a circa 30 MWh/anno, ricomprendendo impianti che producono meno di 1 MWh/anno ad impianti che arrivano a produrre oltre 8 MWh/anno.

(10) Fattore di carico percentuale calcolato come rapporto tra le ore di funzionamento dell’impianto e il totale di ore in un anno (pari a 8760).

Figura 8: Produzione elettrica e load factor degli impianti nel campione

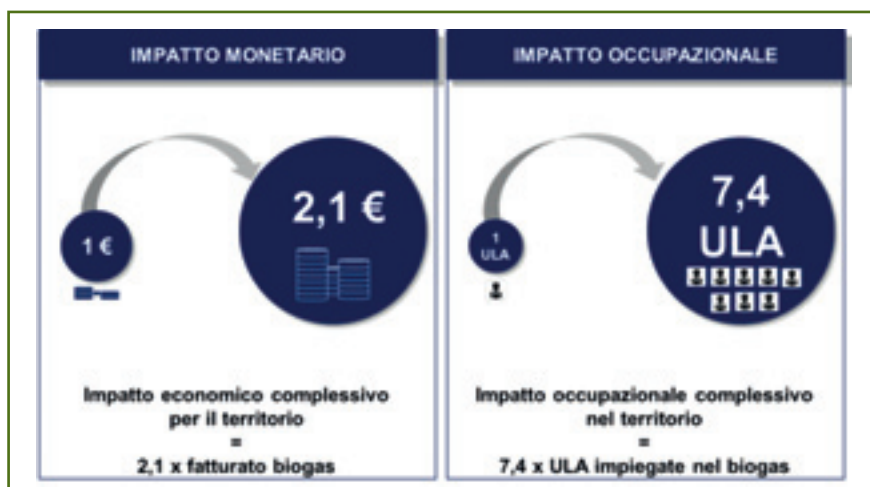
Fonte: elaborazioni interne su dati forniti dagli impianti nel campione

Le filiere agricole degli impianti selezionati sono accomunate dalla fornitura a “km 0”, con l’approvvigionamento delle matrici in ingresso che avviene completamente presso aziende agricole e zootecniche prossime agli impianti.

5. PRINCIPALI RISULTATI

I risultati dell'analisi puntuale sono estremamente interessanti e dimostrano il rilevante effetto volano e catalizzatore degli impianti a biogas e delle relative filiere sull'economia locale dei territori interessati.

Figura 9: Risultati moltiplicativi di impatto monetario ed occupazionale



Fonte: elaborazioni interne

L'effetto moltiplicativo complessivamente stimato per gli impianti a biogas e le relative filiere è pari ad oltre due volte, ovvero per ogni euro aggiuntivo di fatturato dell'impianto a biogas (impatto diretto) si genera un valore monetario complessivamente pari a 2,1 sul sistema economico nel suo complesso (impatto complessivo). Significativo l'effetto volano sull'occupazione generato dagli impianti a biogas lungo tutta la filiera, per ogni ULA⁽¹¹⁾ impiegato direttamente nel settore del biogas agro-zootecnico ne vengono attivati oltre sette (7,4) lungo tutta la filiera e nei settori attivati dal circuito reddito-consumo. Le competenze create e attivate inoltre rimangono a livello locale e creano un processo virtuoso di rete.

Gli impatti relativi alla filiera del biogas sopra esposti sono confrontabili con quelli relativi alla filiera del teleriscaldamento a biomassa, recentemente quantificati da Fiper nella sua ultima pubblicazione "Teleriscaldamento a biomassa: un investimento per il territorio" (2018)⁽¹²⁾.

(11) Unità Lavorativa Annuale (ULA): lavoratore a tempo pieno (8 h/giorno) per un anno lavorativo (220 giorni).

(12) Cfr. Analisi delle ricadute economiche-occupazionali - Capitolo 5

Fonte: FIPER



Gli impatti monetari risultano essere comparabili (effetto moltiplicativo pari a 2,65 per le filiere del teleriscaldamento a biomassa contro il 2,1 delle filiere del biogas agro-zootecnico), mentre quelli occupazionali sono inferiori per il biogas (effetto moltiplicativo di 7,6 contro 15,5 delle filiere del

teleriscaldamento a biomassa). La differenza tra gli impatti delle due filiere è da ricondurre alle caratteristiche intrinsecamente differenti delle stesse: da un lato, la filiera del teleriscaldamento “nasce” proprio dall’impianto, che rappresenta una condizione necessaria per lo sviluppo della filiera bosco-legno-energia, mentre nella filiera del biogas agricolo l’impianto si inserisce in una filiera agro-zootecnica già presente, come completamento e fattore di diversificazione delle attività preesistenti, sia in termini di mercati che di prodotti.

Fonte: Coldiretti



Da ciò ne discende un minore fattore moltiplicativo dell’occupazione, che in buona parte era già presente ed attiva nel settore agro-zootecnico, ma non una sua minore importanza. La filiera agroenergetica in cui si inserisce l’impianto a biogas è infatti caratterizzata da un’elevata intensità di lavoro locale, utilizzando prevalentemente biomasse e reflui provenienti da aziende agricole italiane e vede anche una forte presenza dell’industria italiana nelle tecnologie dell’impianto. Inoltre il biogas viene prodotto in ambito decentrato, vicino alle aziende agricole che conferiscono gli effluenti zootecnici e le biomasse all’impianto, riducendo in tal modo (e spesso azzerando) i costi di trasporto delle stesse. Ciò permette un riciclo in loco quasi totale dei nutrienti e un sensibile incremento della restituzione di sostanza organica ai terreni agricoli utilizzati per le colture energetiche, realizzando una vera e propria forma di economia circolare.

In aggiunta alle considerazioni sopra esposte inoltre è opportuno sottolineare come le due filiere (biogas e teleriscaldamento) differiscono sostanzialmente anche nei fattori di *input* e di *output* nonché nelle interdipendenze settoriali che ne determinano gli impatti indotti.

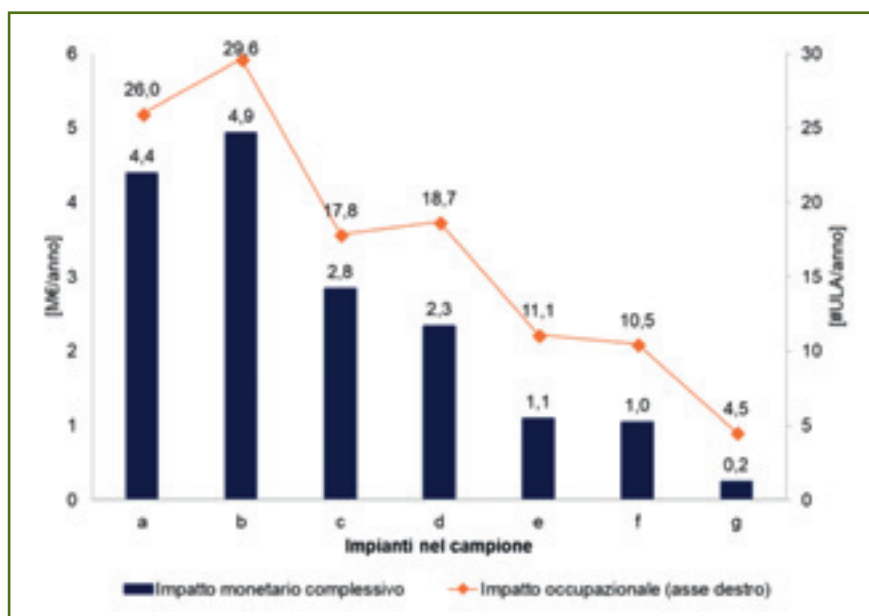
Gli impianti a biogas agricolo infine, date le dimensioni contenute (gli impianti più grandi hanno una capacità installata di poco inferiore ad 1 MWe) hanno permesso di realizzare gli investimenti al tessuto imprenditoriale agricolo italiano, senza dover dipendere necessariamente da un'industria di trasformazione, contribuendo in tal modo ad un sensibile e duraturo sviluppo delle aree rurali interessate.

Non va poi dimenticato l'impatto dell'impianto a biogas sulle aziende industriali ed artigiane fornitrici di tecnologie e servizi all'interno della filiera agroenergetica. Tali attori, grazie alla presenza dell'impianto, hanno potuto programmare nel medio-lungo periodo gli investimenti sia in termini di risorse umane che di tecnologie per migliorare negli anni l'efficienza degli impianti, rendendo maggiormente competitiva la filiera agroenergetica.

5.1 Gli impatti economici ed occupazionali nel campione di analisi

Nella seguente figura sono illustrati i risultati di impatto economico ed occupazionale complessivo quantificati per i sette impianti ricadenti nel campione di indagine, rappresentati in maniera anonima tramite lettere alfabetiche dalla a alla g. Complessivamente l'impatto economico si attesta pari a poco meno di 17 M€/anno, con una media unitaria di 4,1 M€/MWe ed un corrispondente impatto diretto di poco superiore agli 8 M€/anno (circa il 48% dell'impatto complessivo).

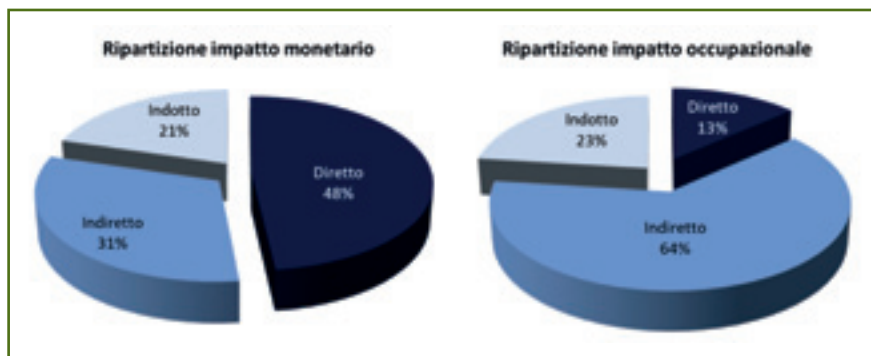
Figura 10: Impatti monetari ed occupazionali nel campione



Gli impatti occupazionali si attestano complessivamente a 118 ULA attivate dagli impianti del campione lungo tutta la filiera, con una media unitaria di circa 30 ULA attivati per MWe.

Dalla seguenti figure si notano le differenti ripartizioni che caratterizzano gli impatti monetari e gli impatti occupazionali. Per i primi risulta essere preponderante l'impatto direttamente legato all'impianto a biogas (fatturato dell'impianto principalmente legato alla vendita di energia elettrica con tariffa omnicomprensiva) mentre per i secondi l'impatto indiretto risulta essere la componente principale. Questa ripartizione dimostra, numeri alla mano, l'importanza dell'attivazione occupazionale lungo la filiera agro-zootecnica generata dalla presenza dell'impianto a biogas. In questa tipologia di impatto sono infatti ricompresi gli occupati impiegati presso le imprese fornitrici di prodotti e servizi dell'impianto a biogas, tipicamente aziende agricole e allevamenti zootecnici nonché fornitori di tecnologie, componentistica e servizi specializzati.

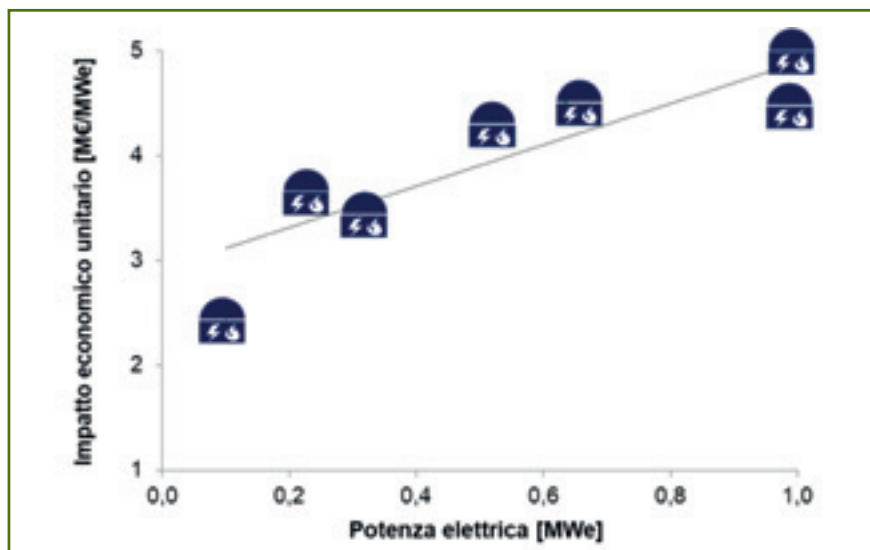
Figura 11: Ripartizione degli impatti economici ed occupazionali



Fonte: elaborazioni interne

Di particolare interesse risulta anche l'analisi degli impatti economici unitari (riferiti ai MWe) degli impianti ricompresi nel campione. Come si evince dalla seguente figura, emerge chiaramente una correlazione positiva tra le dimensioni degli impianti e gli impatti economici unitari. Ciò sta ad indicare un maggior impatto ed effetto moltiplicativo al crescere della taglia dell'impianto a biogas analizzato, molto verosimilmente dovuto ad una maggiore attivazione di fornitori lungo la filiera analizzata.

Figura 12: Relazione tra impatti economici unitari e potenza installata

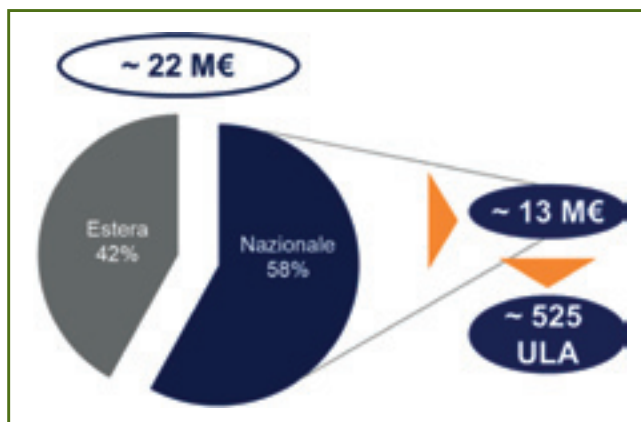


Fonte: elaborazioni interne

5.2 Gli impatti degli investimenti nel campione di analisi

Gli investimenti effettuati per la realizzazione degli impianti vengono considerati nell'analisi di impatto, quale componente temporanea seppur quantitativamente significativa. Ai fini dell'analisi sono presi in considerazione solamente gli investimenti realizzati fino all'entrata in operatività dell'impianto, mentre le spese capitalizzate successivamente vengono considerate nell'analisi di impatto precedentemente illustrata.

Figura 13: Ripartizione impatti degli investimenti



Fonte: elaborazioni interne su dati del campione di analisi

Come illustrato nella precedente figura, gli investimenti (Capex) effettuati per la realizzazione degli impianti a biogas che compongono il campione sono stati pari complessivamente a circa 22 milioni di Euro, di cui la quota parte attribuibile all'economia locale e nazionale si attesta intorno al 58% per un importo complessivo corrispondente a circa 13 milioni di Euro ed un equivalente occupazionale di circa 525 ULA.

Pur esistendo una certa variabilità degli impatti tra i singoli impianti, gli investimenti hanno avuto significative ricadute positive per le economie locali, ridando da un lato slancio alle imprese agricole e zootecniche, dall'altro ponendosi come vero e proprio incubatore ed attivatore di nuove realtà economiche locali funzionali agli impianti di biogas (assistenza ingegneristica, manutenzione, fornitura di componenti impianti, etc.).

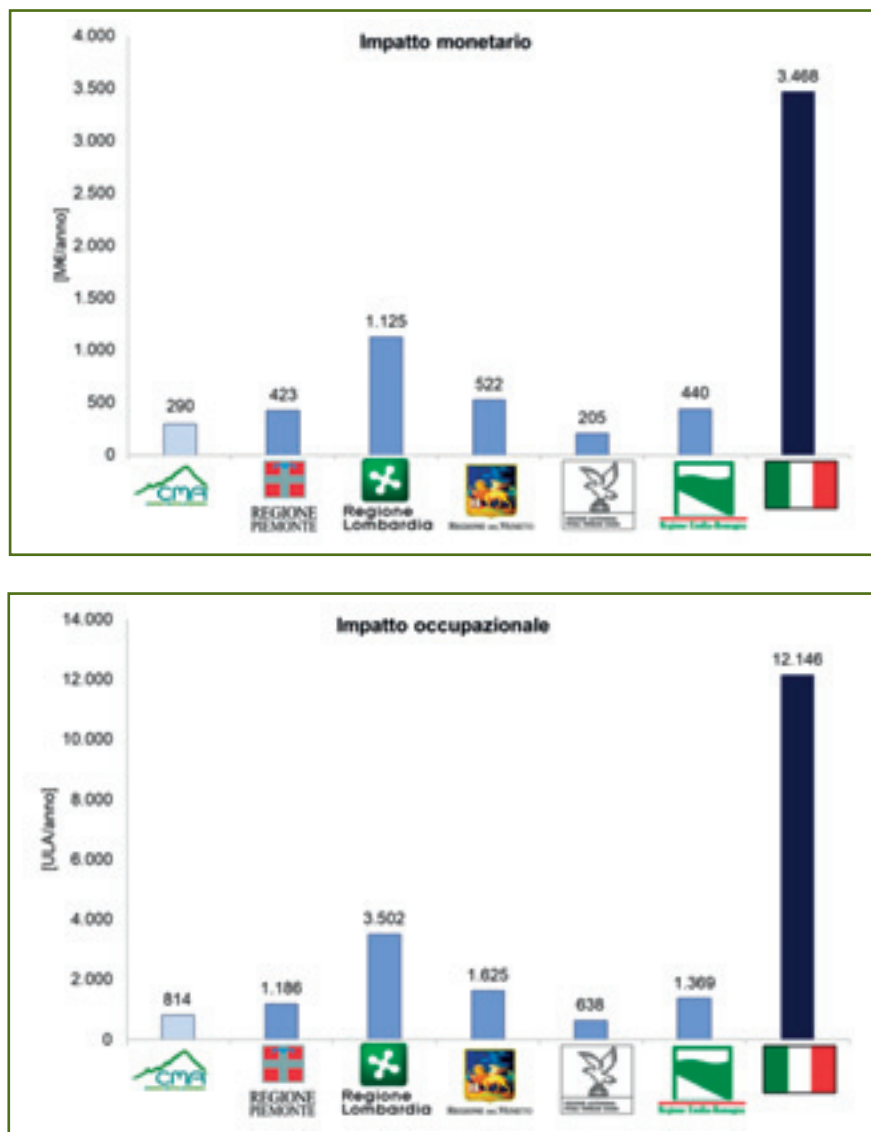
5.3 Estensione dei risultati

Partendo dall'analisi dettagliata del campione a livello locale, i principali risultati ottenuti sono stati estesi dapprima a livello regionale e successivamente a livello nazionale.

Per estendere i risultati sono stati calcolati i valori medi unitari per MWe installato dell'impatto economico complessivo, sia monetario (espresso in €/MWe) che occupazionale (espresso in ULA/MWe) per tutti gli impianti del campione. Questi valori sono poi stati applicati alle capacità installate sui differenti livelli di analisi (consortile, regionale e nazionale).

Come illustrato nella seguente figura, l'impatto economico complessivo in termini monetari si attesta a poco meno di 3.500 M€/anno a livello nazionale. A livello regionale l'impatto complessivo riflette la distribuzione della capacità installata, con la Lombardia al primo posto (con 1.125 M€/anno di impatto economico) seguita da Veneto e Emilia Romagna (rispettivamente 522 e 440 M€/anno di impatto) e dal Piemonte (con 423 M€/anno). Complessivamente le cinque regioni del bacino padano analizzate hanno un impatto economico complessivo pari a circa 2.700 M€/anno, circa il 78% del totale nazionale.

Figura 14: Estensione dei risultati: impatti monetari ed occupazionali



Fonte: elaborazioni interne su dati CMA, regionali, Terna e GSE

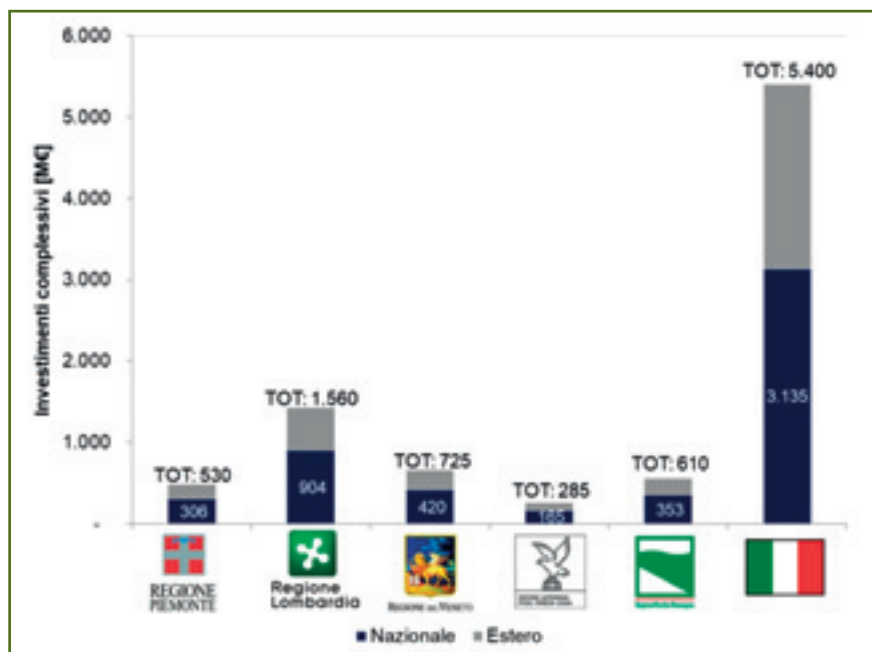
L'impatto occupazionale annuo (diretto, indiretto e indotto) generato da tutti gli impianti a biogas presenti in Italia e dalle relative filiere è stato stimato pari a oltre 12.000 unità lavorative annue (12.146 ULA).

Le cinque regioni analizzate attivano annualmente complessivamente oltre 8.300 ULA, rappresentando oltre il 70% dell'impatto occupazionale a livello nazionale.

I precedenti impatti (monetari ed occupazionali) sono per loro natura permanenti, in quanto legati all'operatività ordinaria degli impianti analizzati. Gli impatti degli

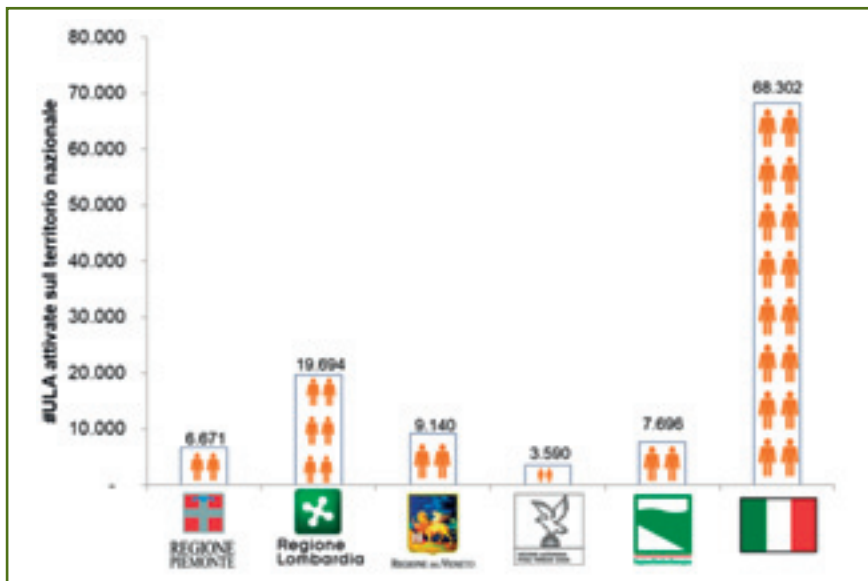
investimenti per la realizzazione degli impianti a biogas esistenti sono invece temporanei, in quanto si concretizzano solamente nelle fasi di costruzione precedenti alla piena operatività dell'impianto. Nonostante la loro temporaneità essi sono quantitativamente significativi. Come illustrato nella seguente figura complessivamente in Italia è stato stimato che sono stati investiti quasi 5,5 miliardi di euro, con una quota rilevante pari a quasi il 60% sostenuto a livello nazionale, corrispondente ad oltre 3 miliardi di euro.

Figura 15: Impatto monetario degli investimenti realizzati



Fonte: elaborazioni interne su dati CMA, regionali, Terna e GSE

Dal punto di vista occupazionale è stato stimato che gli investimenti realizzati hanno attivato sul territorio nazionale oltre 68.000 ULA nelle fasi di realizzazione degli impianti a biogas, come illustrato nella seguente figura.

Figura 16 - Impatto occupazionale degli investimenti realizzati

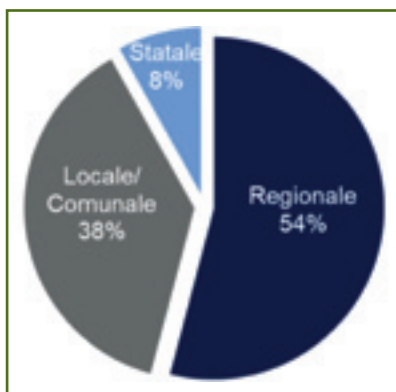
Fonte: elaborazioni interne su dati CMA, regionali, Terna e GSE

Un ulteriore beneficio generato dall'attività economica degli impianti a biogas e dalle relative filiere, strettamente connesso agli impatti economici ed occupazionali precedentemente illustrati, è quello fiscale.

Il concorso fiscale limitatamente alle imposte dirette risulta essere rilevante soprattutto per le amministrazioni locali e a livello regionale. Gli impianti a biogas e le relative filiere giocano un ruolo importante per il territorio in cui si collocano, delineando de facto la messa in atto di una forma di federalismo fiscale.

Figura 17: Ripartizione dell'impatto fiscale

Fonte: elaborazioni interne su dati del campione di analisi



Come illustrato in figura, a livello regionale rimane il 54% dell'impatto fiscale relativo principalmente al gettito IRAP mentre il 38% rimane a livello locale/comunale sotto forma di canoni per concessioni comunali, Tosap, TASI, IMU e altre tipologie di imposte. Solamente l'8% riguarda imposte statali (principalmente riconducibile alla quota di IMU destinata allo stato, essendo la maggior parte delle aziende società di persone non soggette ad IRES o cooperative agricole a mutualità prevalente con esenzione dell'IRES).

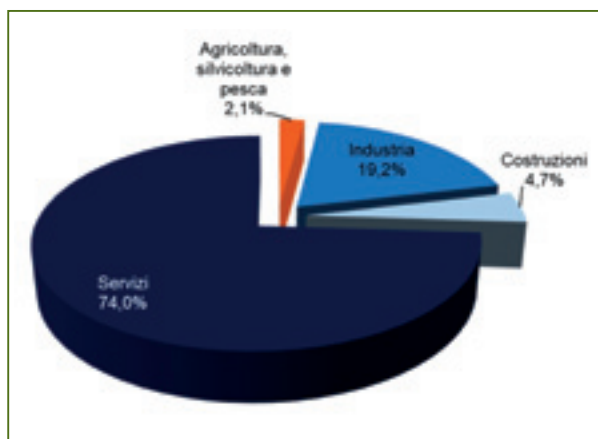
5.4 Contestualizzazione dei risultati nel settore agricolo

Nel 2017 il valore aggiunto complessivo nazionale ai prezzi base⁽¹³⁾ è aumentato del 2% rispetto al 2016 con il settore agricolo che ha registrato un aumento del 3,9% rispetto all'anno precedente dopo un calo nel 2016 pari al -4,6%. Nel 2017 il valore aggiunto del settore agricolo, silvicoltura e pesca ammonta a 33 miliardi di euro, rappresentando il 2,1% del valore aggiunto nazionale, come illustrato nella seguente figura.

Nello specifico da un lato si sono registrate contrazioni nelle rese agricole di molte coltivazioni (soprattutto al Nord) per via del clima anomalo registrato nel 2017, che sono state però compensate da una dinamica dei prezzi generalmente favorevole (aumento dei prezzi del venduto relativamente maggiore dei prezzi dei prodotti in acquisto). Dall'altro lato, la zootecnia mostra numeri positivi essendo un settore meno influenzato dagli eventi climatici e che ha beneficiato di una relativa stabilità dei prezzi.

Figura 18: Ripartizione del valore aggiunto in Italia per settori di attività ai prezzi base, 2017

Fonte: ISTAT



Il valore della produzione agricola nel 2017, relativa alle sole attività che rientrano nella filiera agroenergetica del biogas (ovvero coltivazioni erbacee, foraggiere e allevamenti zootecnici) si è attestato a 31,8 miliardi di euro mentre l'impatto monetario complessivo stimato per le filiere legate agli impianti a

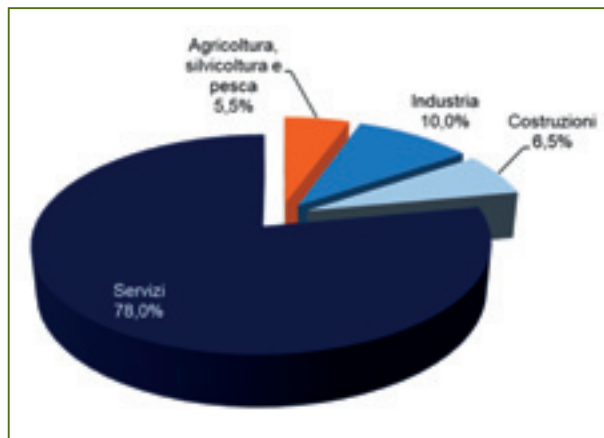
biogas è stato pari a circa 3,5 miliardi di euro (cfr. paragrafo 5.3 del presente studio), pari a circa l'11% del valore complessivo della produzione.

Un altro dato interessante è quello illustrato nella seguente figura relativo all'occupazione nei diversi settori economici in Italia nel 2017. L'occupazione complessiva del settore agricoltura, silvicoltura e pesca misurata in Unità di lavoro (ULA), rappresenta il 5,5% dell'occupazione complessiva in Italia.

(13) È il saldo tra la produzione e i consumi intermedi, in cui la produzione è valutata ai prezzi di base, cioè al netto delle imposte sui prodotti e al lordo dei contributi ai prodotti.

Figura 19: Ripartizione delle unità di lavoro totali per settore, 2017

Fonte: ISTAT



Rispetto all'anno precedente l'occupazione agricola ha registrato una diminuzione dell'1,2%, frutto di una flessione del 2,5% della componente del lavoro indipendente e di una crescita dell'1,5% dei dipendenti.

Le ULA del 2017, relative alle sole attività che rientrano nella

filiera agroenergetica del biogas (ovvero coltivazioni erbacee, foraggere e allevamenti zootecnici) sono state stimate pari a poco meno di 400 mila mentre l'impatto occupazionale complessivo legato alle filiere degli impianti a biogas è stato pari a oltre 12 mila ULA (cfr. paragrafo 5.3 del presente studio), rappresentando il 3,5% del totale. Inoltre questa nuova occupazione creata dalle filiere del biogas si caratterizza per essere localizzata in aree rurali e marginali più depresse economicamente e soggette allo spopolamento e all'abbandono delle superfici coltivate.

Sotto questo profilo dunque l'attivazione occupazionale creata dalle filiere del biogas agricolo ha una valenza ancora maggiore in quanto può essere vista come un'efficace alternativa alle politiche di sostegno verso questi territori⁽¹⁴⁾.

Questi dati aiutano a contestualizzare le analisi di impatto illustrate nei precedenti paragrafi e a comprendere meglio quale sia ad oggi il peso e il ruolo del biogas nelle filiere agroenergetiche e più in generale nel settore agricolo italiano e di come esso risulti rilevante e di fondamentale importanza per la loro sostenibilità.

6. ANALISI DI SCENARIO: UN'INDICAZIONE PER IL FUTURO GUARDANDO AL PASSATO

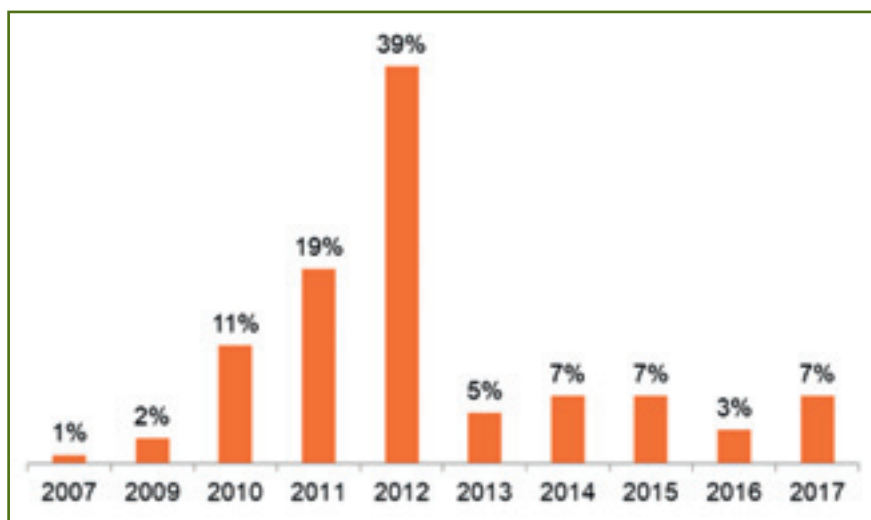
Un'ultima analisi ha avuto ad oggetto la stima della perdita potenziale per il sistema economico nello scenario ipotetico (what if scenario) di mancata realizzazione degli impianti a biogas associati nel Consorzio Monviso Agroenergia (CMA).

Tale scenario, costruito sulla base degli anni di attività cumulati da ogni impianto associato al CMA, dà una chiara indicazione di quello che si sarebbe perso ad

(14) Si fa riferimento alla "Strategia nazionale per le aree interne" e al relativo accordo di partenariato 2014-2020 nonché ai fondi comunitari dedicati.

oggi (2018), sia sotto il profilo economico che occupazionale, qualora gli impianti a biogas non fossero stati realizzati. Alla data di realizzazione del presente studio il Consorzio Monviso Agroenergia (CMA) riunisce 122 impianti per una potenza elettrica complessiva di oltre 65 MWe. Come illustrato nella seguente figura gli anni di entrata in esercizio degli impianti associati al CMA spaziano dal 2007 al 2017 con una significativa concentrazione nel triennio 2010-2012 (circa il 70% degli impianti sono entrati in esercizio in questo periodo), come effetto dell'entrata in vigore del DM 18 luglio 2008⁽¹⁵⁾.

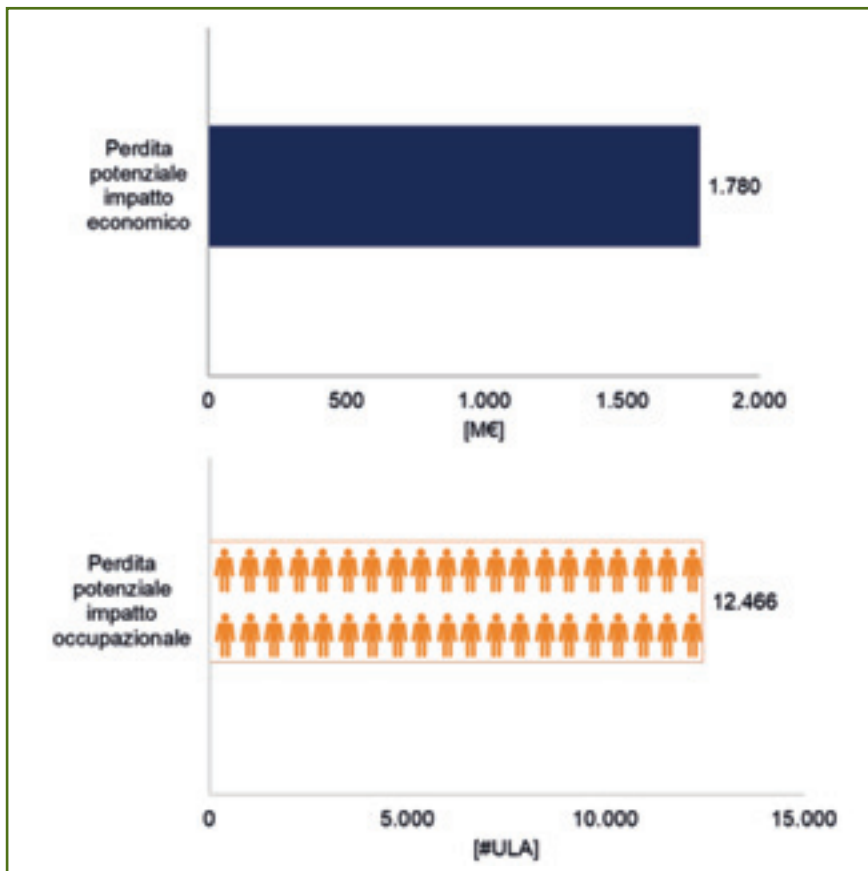
Figura 20: Distribuzione anni di entrata in esercizio impianti CMA



Fonte: elaborazioni interne su dati CMA

Partendo dalle date di entrata in esercizio per ciascun impianto è stato stimato l'impatto economico cumulato generato (diretto, indiretto ed indotto) sia monetario che occupazionale, i cui risultati sono illustrati nella seguente figura.

(15) Legge 23 luglio 2009 n. 99 a seguito del DM 18 luglio 2008 che ha fissato la tariffa incentivante per la cessione di energia a 280 €/MWh. La Tariffa Onnicomprensiva costituiva il meccanismo di incentivazione riservato agli impianti qualificati IAFR (impianto alimentato da fonti rinnovabili), di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW. Tale sistema di incentivazione è rimasto in vigore fino al 31/12/2012.

Figura 21: Stima perdita potenziale impatti economici ed occupazionali

Fonte: elaborazioni interne su dati CMA

Complessivamente l'impatto economico cumulato su tutti gli anni di esercizio degli impianti associati al CMA è stato stimato pari a 1.780 M€. Gli occupati attivati cumulati su tutti gli anni di attività degli impianti si attestano a poco meno di 12.500 ULA. Ragionando in ottica prospettica, le valutazioni riportate nei precedenti grafici possono essere un utile spunto per riflettere sul futuro degli impianti a biogas al termine del periodo di incentivazione. Qualora gli impianti non dovessero trovare una strategia di sostenibilità nel medio-lungo termine ne sarebbero penalizzate non solo in maniera diretta le aziende proprietarie degli impianti ma in maniera indiretta tutte quelle ad esse collegate e attive nella filiera e da ultimo l'economia locale nel suo complesso perderebbe l'indotto relativo all'attività degli impianti a biogas. Inoltre, quasi sempre la realizzazione degli impianti a biogas ha permesso di valorizzare i terreni agricoli e le attività di allevamento animali, creando un'opportunità di reddito aggiuntivo per le aziende coinvolte ed evitando la perdita dei terreni coltivati in periodi in cui la quotazione dei cereali coltivati difficilmente riusciva a coprire i

relativi costi di produzione. Questi risultati sono ancora più significativi di fronte ad un progressivo abbandono dei territori agricoli stimato pari al 28% della superficie coltivata negli ultimi 25 anni. Coldiretti, su dati Ispra⁽¹⁶⁾, afferma che i terreni coltivati in Italia stanno "sparendo a una velocità di 3 metri quadrati al secondo con un costo per l'agricoltura di 400 milioni di euro all'anno dovuto ai pesanti effetti dal punto di vista economico, occupazionale, ma anche ambientale".

Per non perdere i benefici futuri, sia economici che occupazionali, che il comparto del biogas ha dimostrato di poter apportare al sistema economico deve essere definita una politica energetica in grado di facilitare lo sfruttamento di tutte le potenzialità che il settore può offrire. In merito si pensi all'importanza dell'utilizzo flessibile degli impianti per il bilanciamento della rete o alla loro possibile riconversione per la produzione combinata di energia elettrica, termica e di biometano. Anche la maggior valorizzazione della produzione termica (e.g. in serre e aziende agroalimentari) e del digestato (e.g. produzione di fertilizzanti) in un'ottica integrata di filiera può avere significativi impatti sulla competitività futura degli impianti.

Solo in questo modo il biogas può continuare ad essere un traino per il settore agricolo, sempre più in difficoltà, e per l'economia locale, grazie alle ricadute economiche ed occupazionali che ne caratterizzano la filiera e che sono state quantificate nel presente studio.

(16) <https://www.coldiretti.it/ambiente-e-sviluppo-sostenibile/giornata-della-terra-addio-campagna-costa-400-mln-lanno>

7. ALLEGATI

7.1 Metodologia di calcolo tavole “input-output”

Il modello lineare teorizzato dall'economista americano, di origine russa Wassily Leontief, è un utilissimo strumento di modellizzazione dell'economia in ottica matriciale-contabile. In tale sistema infatti l'economia di una nazione è rappresentata come un insieme di unità/settori produttivi, ognuno dei quali ha un ruolo duplice:

- da un lato come acquirente dagli altri settori produttivi di beni e servizi (c.d. input) che impiega a sua volta nella propria attività produttiva
- dall'altro come venditore del proprio bene/servizio (c.d. output) agli utilizzatori finali.

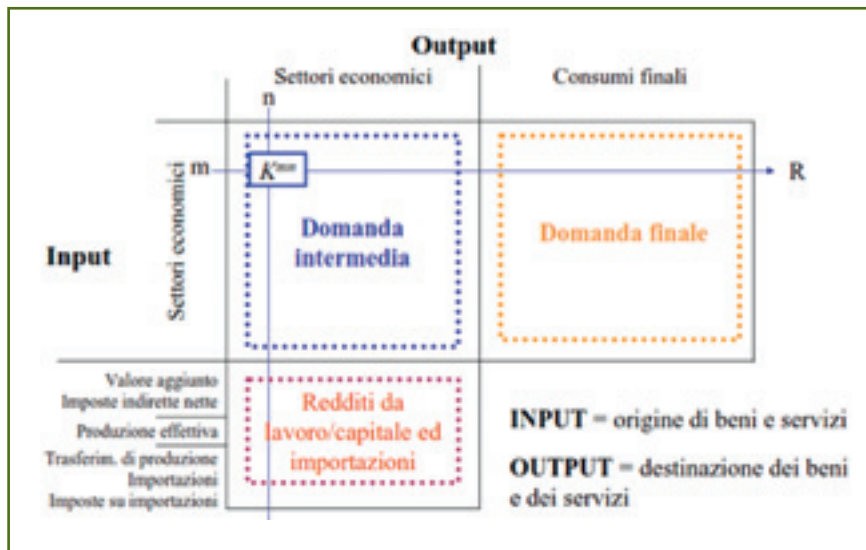
Il modello di Leontief rappresenta dunque i settori di un'economia attraverso uno strumento contabile, la tabella input-output (I-O) o tavola delle interdipendenze settoriali, formulando alcune ipotesi semplificatrici:

- l'economia nazionale è costituita da n imprese interagenti tra loro
- ogni impresa produce un solo prodotto e usa un solo processo di produzione, per cui deve acquistare prodotti da altre imprese
- ogni impresa vende i propri prodotti alle altre imprese e a eventuali consumatori finali

il livello di produzione deve essere sufficiente a soddisfare la domanda di input delle n imprese e anche la domanda finale dei consumatori.

La tavola input-output è una matrice a doppia entrata costituita da tre sottomatrici:

- la sottomatrice intersettoriale, è una matrice quadrata in cui ad ogni riga e ad ogni colonna corrisponde un settore di produzione omogeneo, e nella quale le colonne registrano i flussi di beni e servizi che ciascun settore acquista da tutti gli altri, mentre, le righe registrano i flussi che ciascun settore vende a tutti gli altri (c.d. domanda intermedia).
- la sottomatrice degli impieghi primari e delle risorse evidenzia il valore aggiunto e le sue componenti, quali retribuzioni, oneri sociali, imposte, produzioni, importazioni. Le righe della sottomatrice rappresentano i costi e le risorse, mentre le colonne mostrano le branche.
- la sottomatrice degli impieghi finali, registra i flussi finali tra settori e domanda finale.

Figura 22: La tavola input-output

Fonte: Università degli studi di Roma Tor Vergata.

La lettura della matrice I-O nel senso delle colonne consente di analizzare per ciascun settore, la struttura dei costi di produzione; i totali di ogni colonna, rappresentano gli acquisti effettuati da ciascun settore.

Leggendo la matrice nel senso delle righe, invece, è possibile analizzare la produzione dei settori; i totali di ogni riga rappresentano infatti le vendite realizzate da ogni settore. I dati necessari alla costruzione di una tavola input-output di un'economia sono rappresentati dai flussi di prodotti da ciascun settore a sé stesso e agli altri, quantificati per un dato intervallo di tempo, generalmente pari ad un anno.

In Italia l'ISTAT rende disponibili le tavole delle risorse e degli impieghi (tavole input/output) con una disaggregazione in 63 branche di attività economica e 63 prodotti secondo la classificazione NACE (Classificazione statistica delle attività economiche nelle Comunità europee dal francese *Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne* creata dall'Eurostat⁽¹⁷⁾).

Tramite l'utilizzo delle tavole input-output è possibile ricavare l'impatto economico derivante dall'aumento unitario della domanda finale per uno specifico settore.

I risultati dell'analisi puntuale sono estremamente interessanti e dimostrano il rilevante effetto volano e catalizzatore degli impianti a biogas e delle relative filiere sull'economia locale dei territori interessati.

(17) Ciascuna nazione formula poi al proprio interno le tabelle di riferimento per tradurre a livello nazionale i codici NACE, nel caso italiano l'ISTAT traduce i codici NACE con i codici ATECO.

7.2 Dettaglio dati richiesti

Nel presente allegato si fornisce un maggiore dettaglio dell'attività di raccolta puntuale dei dati economici e gestionali presso gli associati Fiper/CMA partecipanti al campione di indagine.

Nello specifico, la seguente Figura, riassume il livello di dettaglio e la granularità dei dati puntuali richiesti a tutti i partecipanti coinvolti nel campione.

Figura 23: Prospetto tipologia dati economici ed operativi richiesti

Dati richiesti		Indicatori		Periodo		
1) Bianco esploso e/o piano dei conti (in alternativa bilancio civilistico)		Fatturato Procurato Immobilizzazioni Ammortamenti Imposte versate		Ultimi 3-5 anni esercizi sociali (se disponibili)		
2) Investimenti 3) Libro cespiti		Totale cumulato investito YTD Distinzione fra investito locale e non				
Dati operativi sull'impianto						
Anno entrata in esercizio						
Comune						
Provincia						
Potenza elettrica (kW)						
Produzione elettrica media annua (kWh)						
Dieta (% se più di una)						
Cogenerazione (si/no)						
Potenza termica (kW)						
Volumetria servita (se cogenerativo - m3)						
Produzione termica annua media (se presente - kWh)						
Dati sul personale						
Personale impiegato Presso centrale biogas		Ruolo	Numero complessivo	Full time	Part time	% part time
Dati su fornitori						
Ragione sociale		N° Partita IVA	N. dipendenti	% di fornitura rispetto al tot procurato	% procurato su fatturato medio fornitore	
Personale impiegato presso principali fornitori		Ruolo	Numero complessivo	Full time	Part time	% part time

> L'INTERVISTA



Luigi Mazzocchi

Laurea in Ingegneria Nucleare presso il Politecnico di Milano. Ha svolto la sua attività presso CISE, Enel Ricerca, CESI, RSE, costantemente occupandosi di ricerca e servizi specialistici nel settore della generazione di energia. Attualmente è Direttore del Dipartimento Tecnologie di Generazione e Materiali di RSE SpA, nel cui ambito si svolgono ricerche sulla generazione distribuita, su impianti a fonti rinnovabili, sull'accumulo di energia e sulla flessibilità operativa dei grandi impianti termoelettrici. È autore di oltre 50 pubblicazioni relative ad attività di ricerca sulla generazione elettrica e sull'accumulo di energia.

A cura di Dott.ssa Vanessa Gallo - Segretario nazionale FIPER

BIOGAS AGRICOLO: QUALE OPPORTUNITÀ PER IL MERCATO ELETTRICO?

> Quale studioso e osservatore delle dinamiche del mercato elettrico, che ruolo può giocare il comparto del biogas agricolo in termini di flessibilità, continuità e affidabilità del sistema?



Sotto il profilo tecnico, un impianto di produzione elettrica biogas ha caratteristiche favorevoli al fine di fornire al sistema elettrico servizi di flessibilità. Uno stoccaggio di biogas sufficiente ad assicurare servizi della durata di qualche ora è semplice da realizzare e poco costoso; un motore di taglia di circa 1 MW consente

avviamenti, fermate e variazioni di carico molto rapidi. La potenza alimentata a biogas attualmente in esercizio è di circa 1400 MW, e sarebbe quindi in grado di soddisfare un'importante frazione del fabbisogno italiano di riserva pronta (qualche migliaio di MW). Lo sfruttamento di questo potenziale, rispetto all'uso di impianti termoelettrici, eviterebbe consumi di combustibile fossile ed emissioni di gas serra.

> Nel mercato dei servizi di dispacciamento, l'Autorità consente l'aggregazione di più unità di produzione per garantire una potenza minima di controllo; ritiene possa essere il primo passo verso la realizzazione delle comunità dell'energia auspicata dalla nuova Direttiva RED 2?

Sono due concetti un po' diversi. Le aggregazioni di impianti di produzione "non rilevanti" (ma la stessa cosa vale anche per unità di consumo, come previsto dalla

Delibera ARERA 300/2017) rispondono alla logica, del tutto condivisibile, di allargare il ventaglio di risorse che possono partecipare ai mercati elettrici, tendenzialmente riducendo i costi associati per effetto di una più ampia concorrenza, e allontanando i rischi di criticità che potrebbero derivare dalla crescita delle rinnovabili “intermittenti”. Le comunità dell'energia sono a mio parere un concetto più avanzato, con il quale si sfrutterebbe l'integrazione fra produzione e fabbisogni a livello locale, cogliendo le opportunità delle rinnovabili elettriche e termiche e della cogenerazione, riducendo i flussi di energia sulla rete e gli oneri ad essi associati. Le modalità come si vede sono diverse, gli obiettivi sostanzialmente gli stessi.

> Al fine di coinvolgere le fonti rinnovabili programmabili (biomasse-biogas) nella fornitura di servizi al sistema, quali sono le principali barriere tecniche e legislative da rimuovere?

Nel caso del biogas, come dicevo, tecnicamente non vedo difficoltà di rilievo o necessità di investimenti significativi. Per le biomasse solide utilizzate in cogenerazione, in alcuni casi i sistemi di combustione possono risultare poco flessibili, in termini di limitazioni di carico massimo e minimo; sono quindi opportune valutazioni sui singoli casi. La principale limitazione che oggi non rende conveniente la partecipazione degli impianti a biogas/biomasse ai servizi di flessibilità è di tipo legislativo. I numerosi impianti incentivati con tariffa omnicomprensiva sono vincolati al limite dei 1000 kWe sulla base del quarto d'ora: anche un breve superamento porta a perdere l'incentivo, per cui gli operatori sono spinti a mantenersi il più possibile in prossimità di tale limite. Auspico una rivisitazione della norma nel senso di limitare non la potenza istantanea, ma l'energia prodotta su base mensile o annua: questo cambiamento non aumenterebbe la spesa per l'incentivazione, mentre favorirebbe un servizio con benefici per gli utenti finali.

> Quali sono i servizi specifici che il biogas potrebbe offrire al sistema e a che prezzo?



Come dicevo, le caratteristiche dei motori alimentati a biogas consentono avviamenti e variazioni di carico molto veloci, quindi i servizi ottenibili sono sicuramente tutti quelli offerti oggi dagli impianti termoelettrici di ultima generazione, e non troppo dissimili da quelli degli impianti idroelettrici. Considerando che i costi aggiuntivi per poter svolgere i

servizi di dispacciamento (sia di investimento che di gestione) sono modesti, mi aspetto che l'offerta da parte degli impianti a biogas possa risultare competitiva

rispetto agli impianti convenzionali, pur garantendo un ragionevole profitto sia agli operatori che agli aggregatori.

> L'incentivazione del biometano può influenzare, e in che modo, la partecipazione degli impianti a biogas al mercato dei servizi ancillari al sistema elettrico?



In linea di principio, un impianto in grado di produrre in modo flessibile sia energia elettrica che biometano, a partire da un processo di digestione anaerobica, avrebbe diversi e importanti vantaggi. Non occorrerebbe neppure accumulare biogas quando il valore dell'energia elettrica è basso o quando è richiesto un

servizio che comporta una riduzione dell'immissione in rete: il flusso di biogas continuamente prodotto verrebbe trasformato quasi immediatamente in biometano, e viceversa. Inoltre, in caso di difficoltà nell'immettere gas in rete, o per maggiore convenienza commerciale, l'operatore potrebbe optare per la produzione elettrica, in tempi molto rapidi. Nel breve periodo, è tuttavia difficile immaginare che venga realizzato un impianto di questo tipo. Se un impianto gode dell'incentivazione elettrica con tariffa omnicomprensiva non ha convenienza a riconvertirsi a biometano, neppure in modo parziale; viceversa, un nuovo impianto per produzione di biometano si regge sull'incentivazione prevista dal decreto del 2 marzo 2018, e dotarlo di un motore per generazione elettrica al solo scopo di fornire servizi al sistema per un numero limitato di ore non sarebbe un buon investimento. Bisognerebbe studiare qualche regola più specifica, ad esempio l'accesso al mercato della capacità. Oggi e nel prossimo futuro appare più realistico immaginare che gli impianti a biogas esistenti offrano servizi ancillari al sistema elettrico, ipotizzando che venga rimosso il limite "minore di 1000 kW sul quarto d'ora, e che nascano nuovi impianti esclusivamente dedicati alla produzione di biometano, preferibilmente di tipo "avanzato" (art. 6 del Decreto Interministeriale 2 marzo 2018).

> Come immagina l'evoluzione del parco impianti biogas agricolo post periodo di incentivazione? Il power to gas è un'opzione a suo avviso percorribile?

Per il biogas agricolo si possono immaginare diversi sviluppi: la conversione a biometano, soprattutto se la filiera della biomassa è o può essere resa conforme alla definizione di biometano avanzato; l'autoconsumo locale di energia elettrica e calore, se ve ne fosse o se ne creasse l'opportunità (magari anche secondo la logica delle comunità dell'energia); il mantenimento di un minimo livello di sussidio, ac-

compagnato da un'ottimizzazione della filiera e ad una conseguente riduzione dei costi. In tutti i casi, sia pure in modi diversi, mi aspetto che risulti anche possibile e vantaggioso partecipare ai servizi ancillari al sistema elettrico.

Il tema della metanazione, soprattutto nella sua versione assistita da batteri, è potenzialmente molto interessante, per il fatto di avere localmente disponibile un flusso di CO₂ presente nel biogas, e anche per l'analogia con i processi fermentativi con cui si produce il biogas. Dalle prime valutazioni che abbiamo fatto in RSE si notano però criticità sui costi di produzione dell'idrogeno, sia per la parte impiantistica (gli elettrolizzatori hanno per il momento costi elevati), sia per la parte energetica (anche assumendo un costo della componente energia prossimo a zero, gli oneri di rete e di sistema graverebbero in modo eccessivo). A parte questioni tecniche ancora da migliorare, per un possibile avvio dello sfruttamento del "power to gas" biologico occorrerebbe una scelta politica, che ne riconosca l'equivalenza con l'accumulo elettrico e quindi preveda lo sgravio degli oneri sull'energia prelevata dal sistema elettrico al fine di restituirla sotto forma di combustibile.



STRATEGIA 2024: IL FUTURO DEL SETTORE BIOGAS AGRICOLO

A cura di Dott. Andrea Chiabrando

VERSO UNA MAGGIORE SOSTENIBILITÀ ECONOMICA DEGLI IMPIANTI



La filiera del biogas agricolo guarda con attenzione alla importante scadenza legata al termine del primo ciclo di incentivazione e si pone di fronte alla sfida della competitività e sostenibilità ambientale che dovrà essere vin-

ta per dare continuità e futuro ad un comparto che ha creato reddito, innovazione e crescita e che intende rimanere un traino per l'intera agricoltura italiana.

Il settore deve quindi definire le strategie di sviluppo per un futuro caratterizzato da un minore livello di incentivazione.

Occorre che le strategie energetiche nazionali future si pongano l'obiettivo di mantenere e rafforzare un settore che è divenuto molto importante per i territori rurali, come dimostrato nell'analisi economica del presente studio. Un abbandono, al contrario, delle politiche di sostegno al settore creerebbe impatti negativi rilevanti sul settore primario e sugli obiettivi energetici del Paese. Lo scenario ipotizzato dalla Strategia Energetica Nazionale 2017 di parziale riconversione degli impianti biogas esistenti al biometano è certamente importante, ma non può rappresentare una soluzione per tutti gli impianti attivi che, per limitate dimensioni, localizzazione e caratteristiche agricole, non potranno convertirsi a biometano.

La riconversione comporterebbe un calo del fatturato degli impianti a fronte di ingenti investimenti iniziali e restrizioni sulle materie prime impiegabili. La possibilità di riconversione a biometano va valutata tenendo in considerazione aspetti come la vicinanza alla rete SNAM e la disponibilità di matrici che danno origine a biometano avanzato.

Lo scenario elettrico rimane, quindi, una importante prospettiva per il settore, integrato, ovviamente, con una serie di servizi alla rete ed al territorio rurale in grado di aumentare i ricavi aziendali e rafforzare le aziende agricole nel loro ruolo di produttrici di cibo e di servizi ambientali.

Gli impianti dovranno, in ogni caso, cercare di rendersi maggiormente indipendenti dagli incentivi pubblici attraverso la valorizzazione economica di tutti gli output degli impianti (termico, CO₂, digestato), attraverso un'ottimizzazione dei costi di produzione e anche potenziando le produzioni agroalimentari di qualità connesse al biogas. Anche il sistema elettrico nazionale potrà remunerare i 'servizi' resi alla rete elettrica dagli impianti biogas, che, per effetto della loro capacità di accumulo, flessibilità e programmabilità, potranno contribuire a mitigare gli sbilanciamenti della rete. A tal fine sono però necessari specifici adeguamenti normativi.

Nella seguente figura è riassunta la Strategia messa a punto dal CMA per dare un futuro alla filiera del biogas, definita la Strategia 2024.



Competitività



- Riduzione costo delle diete (+ effluenti zootecnici)
- Minori costi per manutenzioni, ecc
- Aumento efficienza
- Migliori rese elettriche (es. nuovi motori, fuel cells?)
- Ottimizzazione biologia e digestione
- Recupero di energia elettrica dal calore (es. ORC)
- Miglioramento logistica e trasporti (es. condotte liquami)

Integrazione di filiera



- Calore (serre, alghe, insetti, impianti agroalimentari, ecc)
- Autoconsumo elettrico (attività agricola agroalimentare, ecc)
- Digestato (uso agronomico, fertilizzanti, ecc)
- CO2 (alghe, serre, ecc)
- Agroindustrie, serre, alghe, insetti, ecc
- Produzione di intermedi chimici a valore aggiunto

Biometano



- Approvvigionamento di distributori di metano per autotrazione
- Sviluppo autoconsumo per flotte agricole
- Immissione in rete per autotrazione del biometano
- Impianti di liquefazione per bioGNL

Mercato elettrico: servizi di rete e comunità dell'energia



- Autoconsumi aziendali (alta valorizzazione kWe)
- Immissione in rete a prezzi di mercato
- Servizi di rete
- Partecipazione a MSD, Bilanciamento di rete, Storage, Power to Gas
- Capacity Market, Capacity payment
- Sviluppo di Energy communities rurali con sgravio di oneri di sistema

Sostenibilità ambientale



- Risparmio di CO2 equivalente: energia rinnovabile
- Riduzione delle emissioni in atmosfera
- Digestato come fertilizzante organico rinnovabile di qualità
- Aumento del contenuto di Carbonio dei suoli. Miglioramento della fertilità.
- Miglioramento del bilancio dell'azoto: gestione efficiente e riduzione delle perdite

La concretizzazione della Strategia 2024 presuppone un lavoro coordinato e congiunto fra il **produttore**, chiamato ad un grande sforzo di innovazione, ottimizzazione e miglioramento dei loro impianti, ed il **normatore/regolatore**, chiamato a supportare lo sviluppo della filiera con opportuni interventi in grado di consentire il raggiungimento degli obiettivi.

In particolare, affinché si possano concretizzare gli scenari auspicati per il futuro del settore biogas, è necessario che il legislatore ed il regolatore provvedano a rimuovere una serie di barriere. Esse sono sintetizzate nello schema seguente.

Figura 1 - Barriere normative e regolatorie da rimuovere per lo sviluppo del settore



LA STRATEGIA

Il 2024 rappresenta l'anno del "fine incentivo" per la gran parte degli impianti biogas italiani (2024-2027). Tale data è stata considerata come simbolico riferimento della fine dell'incentivo a 0,28 €/kWh del biogas italiano.

La Strategia 2014 offre una serie di soluzioni per rendere economicamente e ambientalmente sostenibile la produzione di biogas da fonte agricola, anche post termine della vigente legislazione.

L'obiettivo è trasformare la produzione di biogas da una opportunità di reddito aggiuntivo per le aziende ad una vera occasione di integrazione delle filiere agricole, alimentari ed energetiche nazionali, con il miglioramento della ricaduta ambientale del settore.

Il ruolo del settore biogas andrà, di conseguenza, rafforzato puntando sulla produzione di energia e servizi elettrici per la rete nazionale e sulla produzione di biome-

tano. L'impianto di biogas dovrà, inoltre, diventare un elemento importante dell'azienda agricola, funzionale al raggiungimento di obiettivi ambientali, alla riduzione dei costi di produzione ed al miglioramento delle filiere agroalimentari di eccellenza. La riduzione dei gas serra, la produzione di digestato di qualità, la disponibilità di energia elettrica e calore per le attività aziendali e la produzione di energia e metano per la rete dovranno essere il riferimento per il biogas del futuro.

*Siamo convinti che non esista una sola soluzione semplice al problema della sostenibilità nel lungo periodo degli impianti, ma che occorra, al contrario, **perseguire un mix di azioni diversificate e tarate su ogni singolo impianto**, capaci nel loro insieme di dare un futuro al settore. La strategia dovrà essere definita da ogni impianto, che dovrà identificare sulla base delle scelte imprenditoriali e delle condizioni locali e del contesto agricolo nel quale si trova ad operare.*

La strategia 2024 si concretizza in 6 azioni ben definite. I target che il CMA si è dato in termini di riduzione dei costi ed aumento dei ricavi sono certo ambiziosi, ma, riteniamo, raggiungibili con un impegno costante da parte dei produttori.

AZIONE 1: COMPETITIVITÀ E RIDUZIONE DEI COSTI DI PRODUZIONE

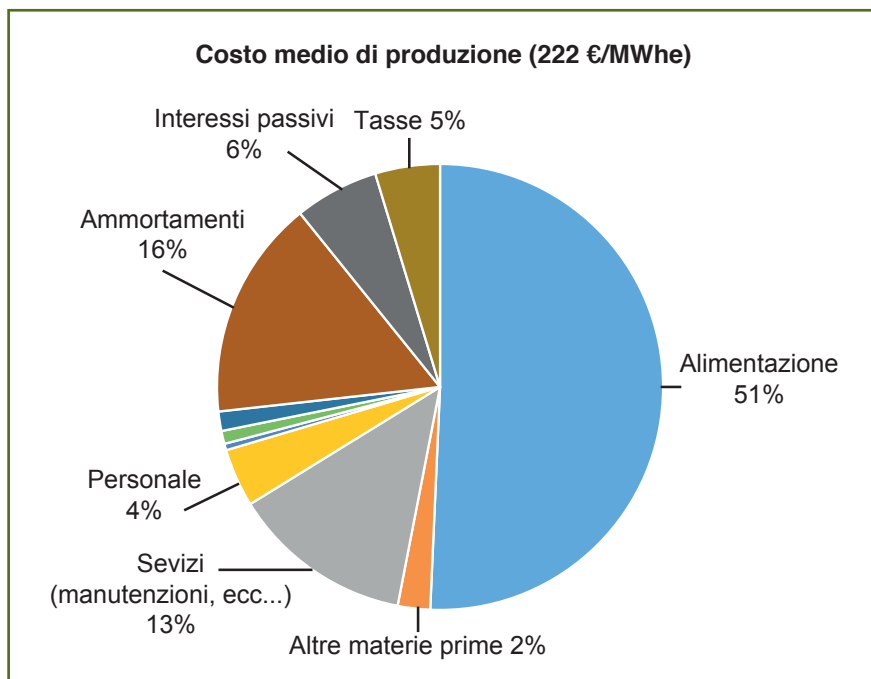
La prima direttrice di lavoro della strategia punta ad una consistente riduzione dei costi di produzione degli impianti biogas.

La SEN ha affermato, a nostro avviso non correttamente, che i costi di produzione dell'energia da biogas non risultano comprimibili. L'intenso lavoro dei titolari degli impianti supportato dall'azione del CMA sta dimostrando, invece, che la riduzione consistente dei costi è un obiettivo perseguibile.

Il quadro dei costi di produzione è rappresentato nella seguente grafico riferito all'impianto medio italiano. La quota di costo per alimentazione risulta, ovviamente, molto variabile in funzione della taglia, della tipologia di matrici (effluenti zootecnici, Energy crops,) e della localizzazione degli impianti.

Le azioni previste nella strategia 2024 potranno e dovranno condurre ad una ottimizzazione dei costi di produzione e ad una diversificazione dei ricavi. Nella seguente tabella è possibile osservare l'attuale quadro dei costi medi di produzione raffrontato al più ottimistico degli scenari ottenibili. È chiaro che l'obiettivo fissato non potrà essere raggiunto da tutti gli impianti oggi in esercizio.

Come si può notare l'incidenza delle matrici in ingresso sul costo complessivo di produzione è decisamente elevata (circa 50%) con variazioni importanti fra impianti a biomassa vegetale e piccoli impianti ad effluenti zootecnici⁽¹⁾.



Gli assi specifici di intervento sono, quindi, di carattere commerciale, tecnologico, biologico e gestionale.

La voce più importante di riduzione è, come detto, quella delle biomasse in ingresso. In tale ambito occorre focalizzare l'attenzione sull'aumento della quota di effluenti zootecnici in ingresso, sulla riduzione dei costi di trasporto, sulla graduale sostituzione delle colture dedicate più costose con altre più povere⁽²⁾ o con sottoprodotti a basso costo. I sottoprodotti sono diffusamente impiegati sul territorio nazionale, ma le potenzialità potrebbero essere maggiori. Spesso, però, la convenienza economica del loro impiego non è così evidente a fronte di una complicazione nel raggiungimento del requisito fiscale di prevalenza del prodotto di origine aziendale. L'obiettivo è quello di ridurre il costo di alimentazione mediamente del 25% e di ridurre consistentemente anche le altre spese. A fronte dell'eliminazione, a fine incentivo, dei costi relativi ad ammortamenti, interessi passivi, decommissioning, si potrà raggiungere una riduzione complessiva del costo di produzione pari al 40%.

(1) Il minore costo di alimentazione si osserva in impianti di piccolissima taglia alimentati ad effluenti zootecnici senza costi di trasporto. In impianti medio grandi il costo di trasporto degli effluenti vanifica in genere il basso costo di partenza.

(2) In questo contesto è stata sperimentata una nuova matrice sul territorio piemontese e lombardo, l'Arundo donax. In particolare, una nuova sperimentazione del gruppo Riccia dell'Università di Milano con un clone totalmente italiano dell'Arundo donax ha dato importanti risultati.

AZIONE 2: INTEGRAZIONE DI FILIERA E GREEN ECONOMY

Nella generalità degli impianti biogas, solo una piccola parte dell'energia termica prodotta viene utilizzata. Sono ancora pochi gli esempi virtuosi di valorizzazione del calore disponibile per fini produttivi.

Lo sfruttamento del calore prodotto dagli impianti rappresenta, però, un fattore chiave per la loro sostenibilità economica ed ambientale e proprio su questo aspetto insiste, infatti, la strategia 2024. Ad oggi lo sfruttamento medio del calore prodotto negli impianti non supera il 31% del totale (vedasi Capitolo sull'analisi ambientale). L'inserimento nelle aziende agricole di attività, lavorazioni, processi che valorizzino in modo efficace sia il calore che l'energia elettrica prodotta dal biogas rappresenta un elemento di successo e di futura sostenibilità. Molte sono le opportunità che l'agricoltura può offrire in questo ambito, fra le quali spiccano le serre riscaldate per colture protette, le attività agroindustriali (caseifici, trasformazione alimentare, ecc), gli allevamenti specializzati (es. scrofaie, avicoli, ecc), l'essiccazione dei prodotti, le microalghe, gli insetti proteici, ecc.

Alcuni impianti del CMA hanno già intrapreso la strada della creazione di nuovi allevamenti sinergici con impianti biogas da gestire in soccida. La presenza di un impianto biogas consente di ottenere sinergie economiche legate alla valorizzazione del calore, degli effluenti zootecnici ed al risparmio di manodopera per effetto della gestione e supervisione congiunta dei siti, ma anche e soprattutto ambientali, con una forte riduzione di emissioni per un impianto abbinato ad un biogas rispetto ad analogo allevamento senza impianto abbinato⁽³⁾.

La produzione di ortaggi o floricole in coltura protetta rappresenta un esempio classico di valorizzazione del termico. Si stanno infatti diffondendo gli esempi virtuosi in tal senso.

La produzione di microalghe presenta gli stessi vantaggi degli allevamenti, valorizzando il calore degli impianti, e pare avere ottime prospettive per il futuro. Le alghe sfruttano, inoltre, la CO₂ prodotta e possono valorizzare anche i nutrienti presenti nel digestato, il tutto realizzando appieno il paradigma dell'economia circolare. La tecnologia per questi tipi di produzione algale risulta disponibile, anche se diverse soluzioni tecniche presentano differenti adattabilità ai contesti agricoli locali. Un discorso analogo può essere affrontato parlando di produzione di proteina o grassi da insetti (es. *Hermetia illucens*).

Una interessante prospettiva di integrazione delle filiere agricole nel contesto generale dell'economia circolare e della green economy è costituito dalla opportunità di produrre, tramite impianti biogas, importanti intermedi chimici utili nell'industria della chimica organica e dei nuovi materiali. Ricerche importanti in tal senso sono oggi condotte da diverse Università italiane fra le quali spicca il Politecnico di Milano.

(3) Si veda lo speciale "Il business plan di un allevamento avicolo affiancato ad un impianto a biogas" - CMA 2017

Figure 2 - Possibilità di integrazione delle filiere agricole che valorizzano il calore, l'energia elettrica ed eventualmente la CO₂



AZIONE 3: LA PRODUZIONE DI BIOMETANO

La produzione di biometano rappresenta una delle alternative concrete alla produzione di energia elettrica offerte al settore del biogas. La recente evoluzione normativa consente, infatti, alle aziende di partire con gli investimenti ove la sostenibilità del business plan sia dimostrata.

La Direttiva 2009/28/CE, che prevede specifiche modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale è stata recepita all'art. 21 del decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28.

In attuazione di tale decreto, il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro delle

Politiche Agricole Alimentari e Forestali, ha adottato il decreto 5 dicembre 2013 recante “Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale” che disciplina modalità specifiche per l’incentivazione del biometano, a seconda che esso sia:

- 1 immesso nella rete del gas naturale senza una specifica destinazione d’uso (art.3);
- 2 destinato al consumo nel settore dei trasporti (art. 4);
- 3 utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento (art. 5).

Nel periodo di vigenza del DM 5 dicembre 2013 è stato realizzato un numero esiguo di impianti di produzione di biometano e considerando gli obiettivi minimi, richiesti dall’Unione Europea al 2020, in materia di fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, il Ministero dello Sviluppo Economico ha ritenuto opportuno emanare il DM 2 marzo 2018.

Tale Decreto promuove in via esclusiva:

- 1 Il biometano immesso nella rete del gas naturale senza destinazione d’uso specifica mediante il rilascio delle Garanzie di Origine (articolo 4)
- 2 Il biometano immesso nella rete del gas naturale con destinazione specifica nei trasporti (articolo 5)
- 3 Il biometano avanzato immesso nella rete del gas naturale e destinato ai trasporti con eventuale ritiro dedicato da parte del GSE (articolo 6)
- 4 La riconversione degli impianti a biogas esistenti (articolo 8)

Produrre biometano significa, in sintesi, destinare il biogas ad un sistema di depurazione del gas (upgrading) che lo renda idoneo per l’immissione in rete in luogo della combustione in cogeneratori che avviene nei normali impianti biogas elettrici. L’upgrading è un processo conosciuto ed industrialmente consolidato, ma è un trattamento costoso, energivoro e delicato dal punto di vista delle caratteristiche qualitative del biometano prodotto. Il costo di upgrading non è, quindi irrilevante e la sua sostenibilità deve essere attentamente valutata.

Il biometano è, in ogni caso, un vettore energetico “pulito” ed ambientalmente sostenibile e consente mediamente di sfruttare maggiormente la risorsa biogas rispetto alla sua alternativa elettrica.

La produzione di biometano costituisce, quindi, una interessante opportunità e può entrare a pieno titolo a far parte della strategia 2024.

Il passaggio a biometano non è, però, banale: ostacoli di natura tecnica (connessioni alla rete nazionale, qualità del biometano, ecc), economica (redditività del business plan) e normativa (limitazione delle biomasse impiegabili, complessi requisiti di sostenibilità, ecc) rendono l’operazione non attuabile per la grande maggioranza degli operatori agricoli.

Solo in situazioni particolari il biometano potrà, quindi, rappresentare, per il momento, una concreta prospettiva di riconversione degli impianti esistenti o di avvio di nuovi investimenti. Future ed auspiccate evoluzioni favorevoli del quadro normativo e di incentivazione potranno, però, cambiare questo quadro in futuro ed in particolare nella fase di post incentivo.

Di particolare interesse, per il futuro, saranno inoltre i sistemi ibridi elettrico-biometano che potranno consentire di optare per la produzione più profittevole in base ai periodi stagionali, alle fasce orarie ed agli andamenti di mercato.

AZIONE 4: MERCATO ELETTRICO - SERVIZI DI RETE E COMUNITÀ DELL'ENERGIA

L'attuale sistema di incentivazione remunera l'impianto di biogas sulla base dell'energia prodotta nel limite di una potenza di targa del genset. Ciò significa che il produttore è fortemente incentivato a produrre energia in modo "piatto" e cioè a piena potenza per virtualmente 8.760 ore all'anno.

Questo approccio normativo ed interpretativo pone, purtroppo, il sistema del biogas elettrico come una delle fonti rinnovabili problematiche per il bilanciamento della rete ove, al contrario, il biogas potrebbe svolgere un importantissimo ruolo di bilanciamento della rete stessa.

Un impianto biogas medio italiano dispone di gasometri (serbatoi di stoccaggio del biogas) per circa 2-3 ore di produzione. Ciò significa che l'impianto potrebbe modulare la produzione nelle ore del giorno, riducendo l'immissione ed accumulando gas in alcuni orari ed aumentando la produzione "svasando" biogas dai digestori in altri orari. In questo modo, ove le potenze erogate fossero gestite dalla rete in modo "smart", l'impianto a biogas potrebbe svolgere un importante ruolo di bilanciamento della rete stessa.

Considerando che la capacità gasometrica potrebbe agevolmente essere incrementata e potrebbero essere introdotte anche modulazioni di carattere stagionale, ben si comprende che i servizi di flessibilità che il sistema biogas potrebbe offrire alla rete nazionale assumono una certa importanza. Importanza che il settore non può trascurare nell'ottica di una maggiore sostenibilità economica ed ambientale e quindi nell'ambito della Strategia 2024.

SERVIZI DI FLESSIBILITÀ

Nell'ambito della SEN 2017 il Governo ha previsto uno scenario del sistema elettrico caratterizzato al 2030 dai seguenti elementi:

- Potenza installata e produzione da gas e idroelettrico sostanzialmente costanti
- Scomparsa del carbone e dei derivati del petrolio
- Forte incremento di eolico e fotovoltaico (+ 200 %)
- Permane basso utilizzo degli impianti a gas con rischio parziale dismissione

A fronte di questo scenario la rete nazionale sarà caratterizzata da alcune importanti criticità legate alla sua flessibilità ed alla sua adeguatezza intesa come capacità strutturale del sistema di soddisfare il fabbisogno, inclusa la situazione di «punta di carico». Il dato «storico» di domanda di punta (estiva) della rete nazionale è di 60 GW. Si

assume, quindi, un incremento del 10 % al 2030 previsto dalla SEN (penetrazione vettore elettrico, domanda di raffrescamento) giungendo ad un valore di 66 GW.

I contributi previsti dalla SEN al 2030 sono (al netto di indisponibilità):

- Carbone	0 GW
- Idroelettrico (inclusi pompaggi)	20 GW
- CAR (Cogenerazione alto rendimento)	6 GW
- Biomasse/biogas/rifiuti	3 GW
- Geotermico	1 GW
- Eolico (10% dell'installato)	1.5 GW
- Import	5 GW
- Gas non CAR (per differenza)	30 GW (36 GW al netto dell'indisponibilità)

Il mantenimento di questa potenza alimentata a gas naturale sarebbe comunque un sottoutilizzo (circa 3000 ore equivalenti). C'è quindi spazio per altre tecnologie di tipo programmabile, fra cui biomasse/biogas (fonte RSE⁽⁴⁾).

L'aumento notevole previsto per le fonti rinnovabili non programmabili (eolico e fotovoltaico) porterà, inoltre, a problemi sempre maggiori nel bilanciamento della rete (gestione dei disallineamenti istantanei fra domanda ed offerta di energia elettrica). In questo contesto, quindi, dovrebbe esserci spazio per l'offerta di servizi di flessibilità da parte di una delle poche (l'unica?..) fonti rinnovabili in parzialmente programmabili (programmabili su base giornaliera) come il biogas elettrico.

L'erogazione di servizi di flessibilità si potrebbe concretizzare, fra l'altro, attraverso la messa a disposizione di capacità installata (Capacity Market) disponibile per intervenire, al bisogno, sulla rete o attraverso la partecipazione al mercato dei servizi ancillari (in Italia MSD Mercato dei Servizi di Dispacciamento).

Probabilmente attraverso i servizi di un aggregatore gli impianti biogas potrebbero, quindi, operare sul mercato elettrico ottenendo remunerazioni per i servizi sopra descritti (capacity payment, chiamate a salire, a scendere, ecc). Questi servizi, in aggiunta al valore base per l'energia elettrica potrebbero contribuire al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità.

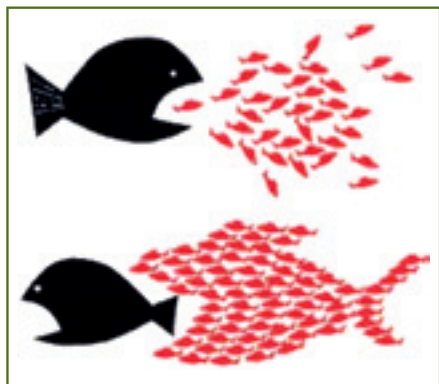
.....
Per consentire al biogas elettrico l'accesso a queste nuove opportunità occorrerà rimuovere alcuni vincoli normativi e regolamentari e primo fra questi il vincolo del pagamento dell'incentivo su base oraria con potenza vincolata, da sostituirsi con un pagamento dell'incentivo ad energia annuale immessa senza vincoli di potenza istantanea.
.....

Sarà, quindi, necessario adeguare gli strumenti regolatori di ARERA ed operativi di GSE a questa nuova configurazione del sistema del biogas elettrico italiano.

Il vantaggio che la collettività conseguirebbe sarebbe notevole:

- Eliminazione di una fonte di sbilanciamento della rete (energia non programmabile)
- Acquisizione di una fonte programmabile in grado di ridurre gli sbilanciamenti
- Conseguente risparmio importante di oneri a carico di imprese e famiglie

(4) Fonte: Luigi Mazzocchi - RSE



Il passaggio descritto non comporterebbe oneri per lo Stato e pochissimi investimenti per i produttori, ottenendo, nel contempo, i citati vantaggi e preparando il sistema del biogas alle future sfide del post incentivo.

Con la attuale disponibilità di tecnologie hardware e software intelligenti in grado di gestire in modo adeguato una “smart grid” il sistema degli impianti biogas potrebbe, quindi, configurarsi su scala nazionale o locale (nelle 15

zone di bilanciamento Terna) come una unica centrale elettrica virtuale (Virtual Power Plant VPP) in grado di operare in modo molto efficiente sulla rete nazionale.

COMUNITÀ DELL'ENERGIA

La recente definizione dell'accordo sulla nuova Direttiva Energia Rinnovabile (RED2) che dovrà essere approvato formalmente dal Consiglio UE e dal Parlamento europeo e che gli stati membri dovranno recepire le norme entro il 30 giugno 2021 apre nuovi scenari che potrebbero essere interessanti per il settore biogas.

L'articolo 22 della RED2 introduce, infatti, le Comunità dell'energia rinnovabile dando mandato agli Stati membri di recepire la loro funzione di aggregazione. Nella visione del Legislatore Europeo le Comunità dell'Energia dovrebbero godere di una serie di benefici fra cui il diritto di essere soggette a procedure giuste, proporzionate e trasparenti, inclusi oneri di sistema basati sui costi effettivi sostenuti dalla rete per la gestione. Questo significa che, auspicabilmente, le comunità dell'energia potranno essere sgravate di una quota rilevante degli oneri di sistema che oggi gravano sull'utilizzo della rete nazionale da parte dei produttori e trader di energia. Il tutto si tradurrebbe in un vantaggio competitivo per le comunità dell'energia riassumibile in un maggior prezzo dell'energia rinnovabile scambiata con la rete.

*Il CMA, quindi, auspica che si possa dare vita all'istituzione di **COMUNITÀ RURALI DELL'ENERGIA (CRE)** che potrebbero rappresentare una particolare tipologia di comunità energetica in ambito agricolo il cui obiettivo potrà essere quello di integrare i soggetti delle filiere agroalimentari ben oltre un semplice scambio di energia rinnovabile. Tale concetto potrebbe costituire un vero punto di svolta per lo sviluppo delle filiere agro energetiche ed agroalimentari nazionali.*

AZIONE 5: SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

La possibilità di raggiungere obiettivi di qualità ambientale con una contestuale integrazione di reddito all'agricoltore derivante dalla produzione di energia rinnovabile rappresenta un obiettivo imprescindibile per il settore biogas italiano.

Il sistema del biogas italiano è caratterizzato dai seguenti aspetti qualificanti dal punto di vista ambientale:

- **Fonte energetica rinnovabile** che consente importanti risparmi di CO₂ equivalente
- Produzione di **digestato di qualità**, fertilizzante organico sostenibile
- **Risparmio di fertilizzanti chimici** prodotti con energia fossile
- Contribuisce a sequestrare quote rilevanti di **carbonio nel suolo**
- **Ridotte emissioni inquinanti** in atmosfera
- **Trattamento di effluenti zootecnici**, con stabilizzazione e riduzione delle emissioni
- **Valorizzazione di sottoprodotti agricoli** ed agroindustriali (economia circolare)

Al tema della sostenibilità ambientale degli impianti biogas è dedicato uno specifico capitolo del presente studio. Le azioni di miglioramento dell'impatto sull'ambiente sono parte essenziale della strategia 2024.

IL PIANO OPERATIVO

Il piano operativo legato alla Strategia 2024 prevede un intervento coordinato e progressivo dei diversi attori della filiera e del legislatore/regolatore. Essi dovranno, quindi, concentrarsi sulle 5 azioni identificate dettagliando in modo puntuale i singoli obiettivi delle azioni.

La seguente tabella illustra, a titolo esemplificativo, le azioni, i ruoli e gli obiettivi della strategia 2024.

COMPETITIVITÀ

	PRODUTTORE	ENTI REGOLATORI
Riduzione costo alimentazione	- Utilizzo sottoprodotti ove competitivi - Maggior impiego di effluenti zootecnici - Colture a basso costo (es. Arundo donax)	- Incentivazione sottoprodotti (assimilazione a prodotti aziendali ai fini dalla prevalenza per la fiscalità agricola) - Facilitazioni per i soggetti che impiegano o conferiscono reflui zootecnici (decreto e regolamenti regioni)
Minori costi manutenzione	- Gruppi di acquisto, coordinamento - Migliore programmazione degli interventi - Riduzione del numero di tipologie di componenti	- Incentivazione su base annuale e non oraria (eliminazione di vincoli di potenza di targa)
Aumento efficienza rese elettriche	- Nuovi motori con maggiori rendimenti - Fuel cells (obiettivo futuro..) - Ottimizzazione servizi ausiliari	- Revisione linee guida GSE relativamente ai revamping - Contributi per acquisto impianti innovativi (es. fuel cells)
Ottimizzazione biologia e digestione	- Ottimizzazione alimentazione	
Miglioramento logistica e trasporti	- Realizzazione di condotte per trasporto liquami - Aggregazione aziende zootecniche - Organizzazione di collettivi per l'acquisto di prodotti e l'effettuazione dei spandimenti (es. accordi interaziendali di coltivazione)	- Incentivi PSR per liquamodotti

INTEGRAZIONE DI FILIERA

	PRODUTTORE	ENTI REGOLATORI
Utilizzo energia termica	Utilizzo calore per: - coltivazione alghe - allevamenti avicoli, suinicoli, ecc. - allevamento insetti proteici - colture protette in serra - industria di trasformazione - teleriscaldamento - produzione elettricità - essiccazione	- Superamento spalmaincentivo - Finanziamento degli interventi di recupero termico su specifiche linee di PSR
Utilizzo energia elettrica	- Valorizzazione aziendale dell'elettricità - Avviamento di attività agricole energivore	- Recepimento indirizzi della RED2 sui autoconsumatori di energia
Valorizzazione digestato	- Produzione fertilizzanti - Valorizzazione agronomica aziendale	- Riconoscimento di fertilizzanti a base di digestato (nuovo regolamento UE in via di approvazione)
Valorizzazione CO ₂	- Coltivazione alghe - Concimazione carbonica in serra	
Industria chimica	- Produzione di intermedi chimici per l'industria - Accordi con industria ed enti di ricerca	

BIOMETANO

	PRODUTTORE	ENTI REGOLATORI
Immissione in rete per autotrazione	- Valutazione business plan	- Semplificazione decreto 2 marzo 2018 - Incentivo maggiore per piccoli impianti (<250 Smc/h) - Incentivazione dei sistemi ibridi elettrico-biometano
Approvvigionamento distributori di metano per autotrazione	- Accordo con impianti di distribuzione	
Sviluppo autoconsumo per flotte agricole	- Valutazione business plan	- Incentivazione specifica per autoconsumo
Impianti di liquefazione per produzione bioGNL	- Aggregazione produttori di biogas e investimenti rilevanti per upgrading e liquefazione	- Revisione limitazioni su utilizzo biomasse per biometano avanzato

MERCATO ELETTRICO

	PRODUTTORE	ENTI REGOLATORI
Mercato dei Servizi Elettrici	- Aggregazione per partecipazione al mercato MSD (mercato "a salire" ed "a scendere" - Aumento della capacità gasometrica e della potenza installata - Disponibilità a produrre in modo flessibile in base alle richieste della rete - Creazione di impianti di generazione virtuali (aggregazione di molti impianti)	- Superamento spalmata incentivo - Rimozione degli ostacoli alla partecipazione a MSD per impianti in Tariffa Omnicomprensiva - Eliminazione soglie di potenza incentivazione sulla base dell'energia annuale immessa
Energy communities	- Creazione Comunità Rurali dell'Energia (CRE) - Assegnazione alle comunità dell'energia di compiti di aggregazione di filiera	- Riduzione degli oneri di sistema per elettricità prodotta e consumata nell'ambito delle Comunità
Ottimizzazione della produzione	- Aumento rendimenti elettrici - Riduzione degli ausiliari - Produzione di elettricità da cascami termici (es. turbine ORC)	- Eliminazione dei limiti di potenza (installazione di nuovi generatori elettrici consentita per gli impianti in tariffa omnicomprensiva)

SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

	PRODUTTORE	ENTI REGOLATORI
Miglioramento fertilità terreni e bilancio dell'azoto	- Utilizzo digestato sui terreni come fertilizzante - Cover crops durante il periodo invernale - Tecniche di minima lavorazione o sod seeding aggregazione con aziende zootecniche	- Metodi per la quantificazione e valorizzazione dei vantaggi ambientali conseguiti
Riduzione emissioni in atmosfera	- Stretto controllo dei cogeneratori - Copertura vasche - Riduzione perdite biogas (guardie idrauliche, sfiati, ecc.) - Interramento immediato del digestato	- Uniformazione del quadro normativo con i casi standard elencati in appendice della direttiva RED2 (emissioni climalteranti)

LE OPPORTUNITÀ DEL BIOGAS NEI MERCATI ELETTRICI

Da tempo si discute in Italia della possibilità di estendere la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) anche alle unità non rilevanti (con capacità inferiori ai 10 MWe) e alle unità di consumo (cosiddette UVAC), tramite la figura degli aggregatori che gestiscono impianti “virtuali” (VPP- Virtual Power Plant).

La forte crescita negli ultimi anni delle rinnovabili intermittenti non programmabili (solare ed eolico su tutte), ha creato numerosi problemi nel bilanciamento della rete e nella sua adeguatezza generando aumenti dei costi di bilanciamento e di adeguamento infrastrutturale. Tale fenomeno è stato reso ancora più evidente della dismissione di grandi impianti termoelettrici convenzionali avvenuta negli ultimi anni e attesa anche nel prossimo futuro. Da un lato quindi sono cresciute le risorse rinnovabili non programmabili generando una necessità di maggior flessibilità della produzione mentre dall'altro sono state dismesse numerose risorse “flessibili” programmabili.

Ecco allora che gli impianti programmabili, come il biogas, possono giocare un ruolo chiave nell'offrire servizi di bilanciamento e nuove risorse flessibili essenziali per la rete elettrica. Proprio per questo motivo, Terna ha recentemente avviato alcuni progetti pilota⁽⁵⁾ per la partecipazione di unità di consumo e di produzione di ogni taglia e tecnologia all'MSD, compresi gli impianti di produzione di energia non rilevanti, attraverso un “soggetto aggregatore”, con la costituzione di un'Unità Virtuale Aggregata di Produzione, di Consumo o Mista (UVAP, UVAC e UVAM).

Questa partecipazione ai mercati dei servizi ancillari già avviene in alcune nazioni europee come ad esempio la Germania, primo paese europeo per capacità installata a biogas con oltre 460 MWe. In queste nazioni è possibile per alcuni operatori aggregare unità di consumo ed unità di generazione di piccole e medie dimensioni in una unità virtuale (la VPP) ed offrire sui mercati elettrici capacità di bilanciamento ed energia come un unico impianto virtuale. Tali aggregatori possono in tal modo beneficiare della diversificazione offerta dalla numerosità ed eterogeneità delle unità di consumo e produzione in portafoglio garantendo un utile servizio alla rete e offrendo ai singoli operatori maggiori guadagni. Proprio in Germania gli impianti a biogas sono tra i principali impianti ad essere aggregati in queste VPP per via della loro estrema flessibilità, programmabilità e per la caratteristica di essere impianti rinnovabili.

Queste opportunità sono particolarmente interessanti per l'Italia, sia per i gestori degli impianti a biogas che beneficerebbero di una nuova fonte di reddito al termine del periodo di incentivazione sia per Terna che potrebbe approvvigionarsi di nuove risorse per il bilanciamento della rete riducendone i costi.

(5) Cfr delibera AEEGSI 300/2017

> L'INTERVISTA



Susanna Pflüger

Segretario generale European Biogas Association - EBA

Susanna Pflüger ha lavorato dal 2010 a Bruxelles in qualità di giurista sui temi dell'energia. Dal 2012 avvia la collaborazione con EBA in qualità di consulente, nel 2016 assume l'incarico di segretario generale. È responsabile di diverse proposte sull'industria europea del biogas e rappresenta EBA eni tavoli della Commissione europea. Ha conseguito un master in Studi Europei presso l'università di Bochum-Ruhr (DE).

A cura di Dott.ssa Vanessa Gallo - Segretario nazionale FIPER

BIOGAS EUROPEO: QUALI PROSPETTIVE?

> Quali sono le principali novità introdotte da RED II a proposito della filiera Biogas/Biomassa?

EBA ha seguito da vicino la redazione della bozza della nuova RED 2 (Renewable Energy Directive) che sarà valida per i prossimi 10 anni; si ritiene in generale soddisfatta del risultato, anche se il livello di ambizione può essere ulteriormente alzato. La nuova RED II estende le politiche di sostenibilità dal settore dei trasporti fino a quello energetico. Il Biogas e il Biometano sono considerati come “biomassa combustibile” laddove raggiungano certi livelli di risparmio su emissioni di gas serra, se utilizzati in impianti con capacità termica uguale o superiore ai 2 MW. Oltre ai requisiti esistenti (50-60% risparmio su emissioni di gas serra) nel settore dei trasporti, entro il 2021 l'impiego di biomasse combustibili deve raggiungere risparmi del 65% nel settore dei trasporti e del 70% nel settore energetico. In quest'ultimo settore si dovrà arrivare all'80% nel 2026. Nel frattempo, la RED II promuove l'uso di gas rinnovabile facilitandone la connessione in rete, estendendo le garanzie di provenienza dall'elettricità rinnovabile al gas rinnovabile e introducendo obiettivi e obblighi per i combustibili rinnovabili nel settore energetico e dei trasporti.

> Il futuro mercato del gas include il biometano prodotto da impianti a biogas? Se sì, come?

Certamente sì. Per “decarbonizzare” l'offerta di energia europea, il futuro del gas deve essere rinnovabile. Nonostante ciò, a partire dall'attuale configurazione “pacchetto gas del futuro” non è ancora chiaro il percorso per raggiungere questo obiettivo. La Commissione ha lasciato intendere che si baserà su 3 pilastri:

- definizione del mercato del gas;
- rinforzare il ruolo del mercato del gas;
- definizione del futuro ruolo del gas.

Lo scopo di quest'ultimo includerà senz'altro il gas rinnovabile. Una corretta transizione dai gas fossili ai gas rinnovabili dovrebbe essere facilitata.

> La Politica Agricola Comune-PAC riconosce l'impianti di biogas come un efficace strumento per garantire la sostenibilità dell'agricoltura intensiva nel contesto Europeo?

Sì, la produzione di biogas agricolo e il suo utilizzo nelle aziende agricole e aree rurali è promosso dalla PAC. Il piano di sviluppo rurale definisce una serie di misure affinché gli Stati Membri possano promuovere la produzione e il consumo di biogas, facendo riferimento agli effetti positivi prodotti dal biogas, tra cui: sostituzione dei combustibili fossili, riduzione delle emissioni di metano e sequestro di CO₂.

> La RED II promuove le comunità energetiche? C'è qualche esperienza pilota?

Sì, promuove le cosiddette "renewable energy communities", che dovrebbero assicurare benefici ambientali, economici o sociali per i propri membri o per l'area locale dove operano. Questo genere di comunità è già in essere in diversi stati Europei.

ELENCO SOCI PRODUTTORI

- RIOFREDDO Soc. Coop. Agr.
- Az. Agr. SANT'ANTONIO s.s. Raconigi
- Az. Agr. SANT'ANTONIO s.s. Savigliano
- Soc. Agr. FRATELLI VILLOSI s.s.
- LA BELLOTTA s.s.a.
- Az. Agr. BOSCO DELLA CASCINA di BALBO
- SOBAR ENERGIA Soc. Coop. Agr.
- BIO CANALI Soc. Coop. Agr.
- MONTERSINO F.lli s.s.
- VALBONA S.r.l.
- CAVAGLIÀ Bruno e Daniele
- GREPPI Massimo Fabrizio
- MONETTI Gianfranco e Mario s.s.
- CAPELLO Giacomo
- MARTINI Dario
- TRE.BI.FARM s.s.
- CIRIOTTO s.s.
- TRE LAGHI di MORONI Edoardo
- FATTORIA DELLE JERSEY s.s.
- LE CASCINE
- MIGLIORAMENTO ENERGIA Soc. Coop. Agr.
- AGRIENERGIA CANAVESE Soc. Coop. Agr.
- GILETTA F.lli s.s.
- AGRIENERGIA CERESOLE Soc. Coop. Agr.
- AGRI-ENERGY Soc. Coop. Agr.
- STREPPE Soc. Coop. Agr.
- PASCHI s.s.
- PAVESIO Antonio
- RACCA Giuseppe e Figli s.s.
- EUROBIOS Soc. Coop. Agr.
- TURCO Giacomo
- BOSCO DELLA CASCINA s.s.
- CAMPAGNOLE s.s. di Demarchi
- GARNERO Carlo
- CH4 Soc. Coop. Agr.
- MENÈ Soc. Coop. Agr.
- TORRIONE BALDUCCO
- BIO ENERGY Soc. Coop. Agr.
- SAN GIULIANO s.s.
- AEMMEGI S.r.l.
- AGRILAGHI S.r.l.
- BRENTATORI Soc. Coop. Agr.
- AGRIENERGIA NONE Soc. Coop. Agr.
- CATTANEO ADORNO GIACOMO
- AGRIGAS s.s.
- TIMA s.a.s.
- CASCINA BELLA s.a.s.
- CERVINO s.s.
- 3MA Soc. Coop. Agr.
- CUGINI RUBIOLO s.s.
- MUSINÈ Soc. Coop. Agr.
- ISOLABELLA AGRICOLA s.s.
- SCALENGHE BIOGAS Soc. Coop. Agr.
- BARRA SILVANO
- MEINARDI Flavio e Walter s.s.
- MAYA Soc. Agr. ARL
- ENERVERCELLI Soc. Agr. aRL
- MONTEGRAPPA Soc. Coop. Agr.
- LA MIMOSA s.s.
- PRONE Romano
- LA BISALTA di RAMERO s.s.
- MANZO Daniele
- CERESIO Antonietta Silvana
- ALLEVAMENTO MORIS CARAGLIO s.s.
- BREZZI Romano, Giorgio e Giuseppe s.s.
- MARACUJA di MONTERSINO
- AGRINORD ENERGIA S.r.l.
- GEMERELLO Soc. Coop. Agr.
- SAN GRATO Soc. Coop. Agr.
- ALLEVAMENTI 2000 di RISSO Mauro
- DOGLIANI DARIO
- LA NUOVA ENERGIA Soc. Coop. Agr.
- GEO GAS Soc. Coop. Agr.
- ELI FRASCHETTA
- FAVA MARCELLO
- LAIONE di BERTONE Giorgio e C. s.s.
- LA CORTE s.s.
- BONGIOANNI Roberto e Renato
- BIOVIS Soc. Coop. Agr.
- GAUNA Massimo
- EGEA New Energy
- GS ALLEVAMENTI di GRAMAGLIA Silvano & C.
- CASCINA RE di BRUGIAFREDDO s.s.
- AGRIMORA di BARBIERI
- CAIRO di Luigi e Patrizia DALLERA Soc. Agr.
- BELVEDERE di ZAMBELLI
- DELLAVALLE Giovanni Maria
- GENOLA s.s.
- MAGLIANA Soc. Coop. Agr.
- LA PICOTTA
- BIO 300 Soc. Coop. Agr.
- SC ENERGIA S.r.l.
- MULINO VECCHIO s.s.
- QUARGNENTO s.s.
- SAN MARTINO s.s.
- DEBO S.r.l.
- CARRERA s.s.
- ROL Livio
- SME Società Cooperativa Agricola
- CASCINA PIANA di Pavarino Giuseppe
- BOTTASSO Giuseppe
- AMBROGIO ignazio e Elio s.s.
- CROSETTI Giovanni e Figli s.s. di CROSETTI Giuseppe e Marco
- VARETTO E BOSCO s.s. Agr. di Marco Bosco & C.
- LUCRIGAS s.s.
- MAGIM Società Cooperativa Agricola
- LE RANE Società Cooperativa Agricola
- AGRINOVA BIOENERGIA S.r.l.
- LOVERA Giovanni
- ALLEVAMENTI AURORA Soc. Coop. Agr.
- STALLA SOCIALE di Piobesi Soc. Coop. Agr.
- LA MAGNOLIA di Balma & C. s.s.
- CASCINA CAMIA di Testa Pio Decimo
- Az. Agr. CERATI 1
- Az. Agr. CERATI 2
- MAZZOLARI Vincenzo
- OLIVERO Livio Giovanni
- SOCIETÀ AGRICOLA CUCCA s.s.
- AZ. AGR. CASTELLO Geom. Pollini Cesare
- VIRLE BIOGAS S.r.l.
- GALATERO Soc. Coop. Agr.
- I TIGLI s.s.
- MURI HOLSTEIN s.s.
- ZIGAGLIO Franco
- ALLASIA Franco

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- Ispra-Sinanet, **Rete del Sistema Informativo Nazionale Ambientale**, aggiornato al marzo 2018.
- Caputo (2017), **"Fattori di emissione atmosferica di CO2 e altri gas effetto serra nel settore elettrico"**, ISPRA- Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale Dipartimento Stato dell'Ambiente e Metrologia Ambientale Monitoraggio e prevenzione degli impatti sull'atmosfera, 2017. Disponibile alla pag: http://www.isprambiente.gov.it/files/2017/pubblicazioni/rapporto/R_257_17.pdf
- UNI/TS 11300-2:2014, **Prestazioni energetiche degli edifici, Parte 2: Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale, per la produzione di acqua calda sanitaria, per la ventilazione e per l'illuminazione in edifici non residenziali**. www.isprambiente.gov.it
- Goedkoop, M. (2013), **"SimaPro Database Manual, PR e Consultants"**
- Cellura, M., Ardente, F., Longo, S. (2012), **"From LCA of food products to the environmental assessment of protected crops districts: a case study in the South of Italy"** J. Environ. Manag. 93, 194e208.
- De Vries, M., De Boer, I.G.M., (2010) **"Comparing environmental impacts for livestock products: a review of life cycle assessments"** Livest. Sci. 128, 1e11.
- Ecoinvent, (2007), **"Life Cycle Inventories of Agricultural Production Systems"**, Ecoinvent Report No, 15. Agroscope Reckenholz-Taenikon Research Station (ART), Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Zurich and Dübendorf, Switzerland.
- Nielsen, P.H., Nielsen, A.M., Weidema, B.P., Dalgaard, R., Halberg, N., (2003), **"LCA Food Data Base"**. Available online. www.lcafood.dk.
- M. Cellura, F. Guarino, M. Mistretta, S. Longo, (2007), **"Life Cycle Assessment of organic and conventional apple supply chains in the North of Italy"**, Journal of Cleaner Production 140, 654e663.
- M. Beccali, M. Cellura, M. Iudicello, M. Mistretta, (2010), **"Life cycle assessment of Italian citrus-based products. Sensitivity analysis and improvement scenarios"**, Journal of Environmental Management, 91, 1415e1428.
- R. Berruto, P. Busato, A. Sopegno. (2017), **"Business plan tool for small biogas plants"**. 11th International Allia Conference "Biosystems Engineering addressing the human challenges of the 21st century". Università degli Studi Aldo Moro di Bari.
- AA. VV., (2012) **"Energia da biogas, Manuale per la progettazione, autorizzazione e gestione tecnico-economica degli impianti"**, a cura di Francesco Arecco. Edizioni Ambiente, Milano.
- J. Fugice, U. Singh and D. Hellums, **"Urea for CO2 Fertilization"**. Nutrient Dynamics Program International Fertilizer Development Center (IFDC) Muscle Shoals, Alabama.
- F. Bezzi, Presentazione: **"Produzione ed utilizzo di fertilizzanti: riduzione della carbon footprint nella supply chain"**. Yara Italia Spa.
- H. Reichhalter, A. Bozzo, S. Dal Savio, T. Guerra, (2011), **"Analisi energetica, ambientale ed economica di impianti a biogas in Provincia di Bolzano - Relazione conclusiva"**, TIS innovation park, Area Energia & Ambiente Bolzano.
- D. M. Sedorovich, C. A. Rotz, T. L. Richard, (2007), **"Greenhouse gas emissions from dairy farms."** ASAE Annual Meeting. American Society of Agricultural and Biological Engineers.
- Redazione Qualenergia.it, (2018), **"Biogas agricolo, Lombardia prima in Italia per valore degli investimenti effettuati"**. Qualenergia.it
- www.monvisoenergia.it
- www.fiper.it
- **Comunicazioni associati CMA**
- **Strategia energetica nazionale 2017**
http://dgsaie.mise.gov.it/sen/Strategia_Energetica_Nazionale_2017_-_documento_di_consultazione.pdf
- GSE (2017), **"Rapporto statistico – Energia da fonti rinnovabili in Italia"**
- A. Dell'Acqua, G. Morri, E. Quaini, A. Airoidi, (2016), **"L'indotto di Expo 2015"**
- CREA (2017), **"L'agricoltura italiana conta 2017"**
- ISTAT (2018), **"L'andamento dell'economia agricola"**
- Wassily Leontief (1966), **"Input-Output Economics"**
- FEEM - Fondazione Eni Enrico Mattei (2014), **"Calcolo dell'indotto industriale di Eni generato nel Distretto Centro Settentrionale (DICS)"**
- D. Olivieri, Fondazione Arena di Verona (2002), **"L'impatto economico del festival lirico all'arena di Verona"**
- Ministero dello Sviluppo Economico (2017), **"La situazione energetica nazionale nel 2016"**
- D. Pettenella, D. Gallo (2008), **"Analisi economico-ambientale degli impianti a biogas"**
- Veneto Agricoltura (2016), **"Gli impianti a biogas del Veneto, risultati del censimento 2016"**
- European Biogas Association (2018), **"Statistical report 2017"**
- European Biogas Association (2017), **"Perspectives for Biogas within the EU"**
- Qualenergia.it, (2018), **"Biogas agricolo, Lombardia prima in Italia per valore degli investimenti effettuati"**
- Consorzio Monviso Agroenergia (2018) - **Quaderni e comunicazioni associati.**



FEDERAZIONE ITALIANA PRODUTTORI
DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

La Federazione Italiana dei Produttori di Energia da fonti Rinnovabili - FIPER rappresenta i produttori di biomassa legnosa, i gestori di impianti di teleriscaldamento e biogas/biometano alimentati da fonti rinnovabili.

Dalla sua costituzione nel 2001, l'obiettivo della Federazione è tutelare e promuovere il settore della produzione di calore ed elettricità (co-generazione) da biomasse legnose vergini e biogas, nel rispetto dell'ambiente, della qualità dell'aria, dei suoli e del paesaggio dove hanno sede gli impianti.

Dare la possibilità ai giovani di vivere e realizzarsi in montagna e nelle aree rurali rappresenta una sfida per la Federazione, perché produrre energia da biomasse e biogas significa in primo luogo presidiare il territorio e creare reddito in ambito locale.

Piccole e medie "Comunità dell'Energia" basate sull'impiego delle risorse locali, realizzate a partire dalla condivisione con gli abitanti, le imprese, le istituzioni del territorio rappresentano secondo FIPER una valida alternativa all'impiego delle fonti fossili e il primo passo verso l'emancipazione di questi territori dalle importazioni estere.



Il Consorzio Monviso Agroenergia riunisce più di 120 aziende agricole titolari di impianti di produzione di biogas e di altri impianti agroenergetici.

Il Consorzio, nato nel 2009, è attivo nell'informazione e formazione specialistica degli operatori degli impianti e nella divulgazione di pratiche innovative volte all'efficientamento e alla sostenibilità dei processi produttivi.

La sfida principale del CMA è cercare di rendere gli impianti maggiormente sostenibili ed indipendenti dagli incentivi pubblici attraverso la valorizzazione economica di tutti gli output degli impianti, attraverso un'ottimizzazione dei costi di produzione e anche potenziando le produzioni agroalimentari di qualità connesse al biogas. La visione futura è quella di un impianto biogas che sia un elemento centrale dell'azienda agricola, funzionale al raggiungimento di obiettivi ambientali, alla riduzione dei costi di produzione ed al miglioramento delle filiere agroalimentari di eccellenza. Il sistema del biogas dovrà erogare servizi all'avanguardia al mercato elettrico (sfruttando la sua flessibilità) ed al territorio rurale.

La sfida dovrà essere vinta per dare continuità e futuro ad un comparto che ha creato reddito, innovazione, benefici ambientali e crescita e che intende rimanere un traino per l'intera agricoltura italiana.

*Pubblicazione realizzata nell'ambito del progetto informativo CMA
cofinanziato da PSR 2014-2020 della Regione Piemonte, Operazione 1.2.1*