

Deliverable D4.3:

Linee guida per realizzare impianti per la produzione di biogas/biometano “fatti bene”

<i>Work Package:</i>	<i>WP4 - Overcoming Fragmentation</i>
<i>Task:</i>	<i>WP4.1</i>
<i>Partner responsabile:</i>	<i>AzzeroCO₂</i>

Document history

Versione	Data	Autori	Revisori
V1	12/12/2016	C. Rossi, I. Bientinesi (AzzeroCO ₂)	E. G. Facci, S. Drigo (AzzeroCO ₂) L. Maggioni, C. Pieroni (CIB) V. Paolini (CNR IIA)



This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 691875

Indice

Premessa.....	4
1. Introduzione.....	5
2. Il concetto di “Biogasfattobene®” del Consorzio Italiano Biogas	7
3. Le biomasse utilizzabili.....	9
3.1 Biomasse agricole e agro-industriali.....	9
3.2 Buone pratiche agricole (in accordo al modello del “Biogasfattobene®”).....	12
3.2.1 Esempi di applicazione	13
3.3 La frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU)	14
4. Tecnologie di produzione del biogas.....	16
4.1 Pre-trattamento dei substrati	16
4.2 Principali tipologie di impianto di digestione anaerobica	18
5. Uso del biogas.....	22
5.1 Utilizzo del biogas per la produzione di energia elettrica e termica in impianti di cogenerazione ..	23
5.2 Biometano: upgrading del biogas	24
5.3 Uso del biometano.....	25
6. Il digestato	27
6.1 Conservazione e post-trattamento	28
6.2 Utilizzo del digestato.....	30
6.3 Gli effetti positivi dell’uso agronomico del digestato (in accordo col modello del “Biogasfattobene®”).....	31
7. Best practices	33
8. Aspetti economici	39
9. I benefici ambientali del biogas e del biometano	43
10. L’iter autorizzativo e gli incentivi in Italia.....	45
10.1 Procedure autorizzative (breve rassegna).....	45

10.2	Incentivi.....	47
11.	Fasi per la realizzazione di un impianto per la produzione di biogas/biometano	51
11.1	L'idea progettuale	51
11.2	Lo studio di fattibilità	51
11.3	Progetto e business plan	54
11.4	La realizzazione dell'impianto.....	56
11.5	La fase operativa	58
11.6	Consigli utili.....	58
	Bibliografia	60

Premessa

Il presente documento vuole essere una guida per coloro che intendono realizzare un impianto per la produzione di biogas o biometano in Italia “fatto bene”, cioè che combini tecnologie per la digestione anaerobica ed altre pratiche, industriali e agricole allo scopo di massimizzare i vantaggi economici ma soprattutto ambientali.

Queste linee guida si rivolgono dunque agli agricoltori, agli allevatori e alle loro associazioni, alle industrie alimentari, ai cittadini, alle amministrazioni comunali, alle società di raccolta dei rifiuti solidi urbani.

Il documento si basa su precedenti analisi svolte nell’ambito del progetto (in particolare, l’analisi dello stato dell’arte, nell’ambito del WP2, e studi per lo sviluppo del tool di calcolo, nell’ambito del WP4) e sul know-how dei partner, per fornire indicazioni tecniche ed economiche e rendere gli stakeholder consapevoli dei vantaggi della diffusione del biogas.

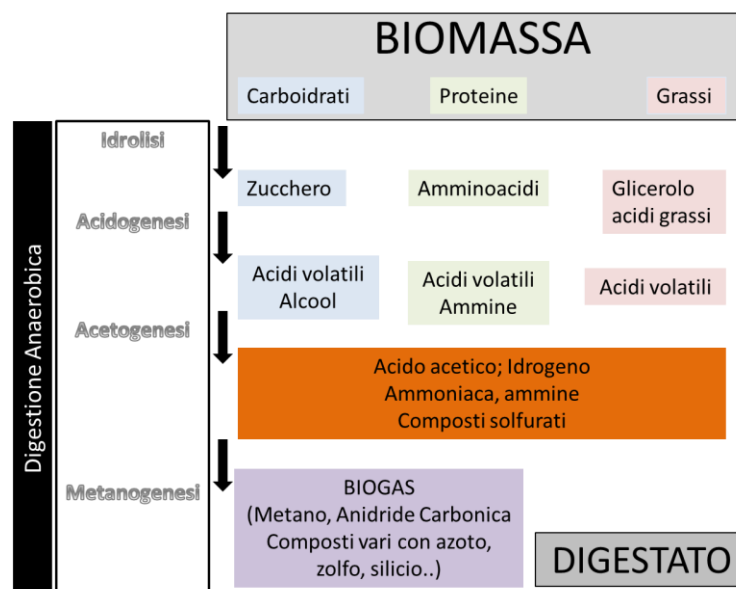
Di seguito una breve sintesi degli argomenti che verranno affrontati:

- al Capitolo 2 si chiarirà il concetto di “Biogassfattobene®”, sviluppato dal Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione (CIB) per il settore agro energetico, e il suo ambito di applicazione.
- Il Capitolo 3 tratterà il tema delle biomasse utilizzabili per la produzione di biogas/biometano e descriverà le buone pratiche agricole da attuare (in linea con il modello del Biogassfattobene®). Una sezione sarà dedicata alla FORSU (frazione organica dei rifiuti solidi urbani).
- I Capitoli 4 e 5 si concentreranno sugli aspetti tecnici della produzione del biogas e del suo utilizzo, incluse le diverse possibili destinazioni d’uso del biometano.
- Il Capitolo 6 affronterà il tema della gestione del digestato e degli effetti positivi del suo uso agronomico come fertilizzante.
- Il Capitolo 7 descriverà alcuni esempi di best practices relative alla produzione e utilizzo del biogas/biometano e alla valorizzazione del digestato in Italia e in Europa.
- I Capitoli 8 e 9 tratteranno gli aspetti economici e ambientali connessi con la produzione e l’uso del biogas/biometano.
- Il Capitolo 10 darà un quadro generale delle procedure autorizzative e sistemi di incentivazione esistenti in Italia per gli impianti di biogas.
- Infine, il Capitolo 11 passerà in rassegna le principali fasi da seguire per realizzare un impianto per la produzione di biogas/biometano, dando anche dei consigli utili.

1. Introduzione

La produzione di biogas è una tecnica di valorizzazione energetica delle biomasse, alternativa alla combustione diretta, alla pirolisi ed alla gassificazione.

Essa consiste nella fermentazione (o digestione) batterica anaerobica (cioè in assenza di ossigeno) di residui organici (vegetali, scarti dell'agro-industria, FORSU, liquami zootecnici o fanghi di depurazione). Il suo prodotto è il biogas, una miscela formata per la maggior parte da metano (CH₄) e anidride carbonica (CO₂); il residuo è il digestato, un materiale ricco di azoto, fosforo e potassio (Figura 1).



Fonte: Ns. elaborazione

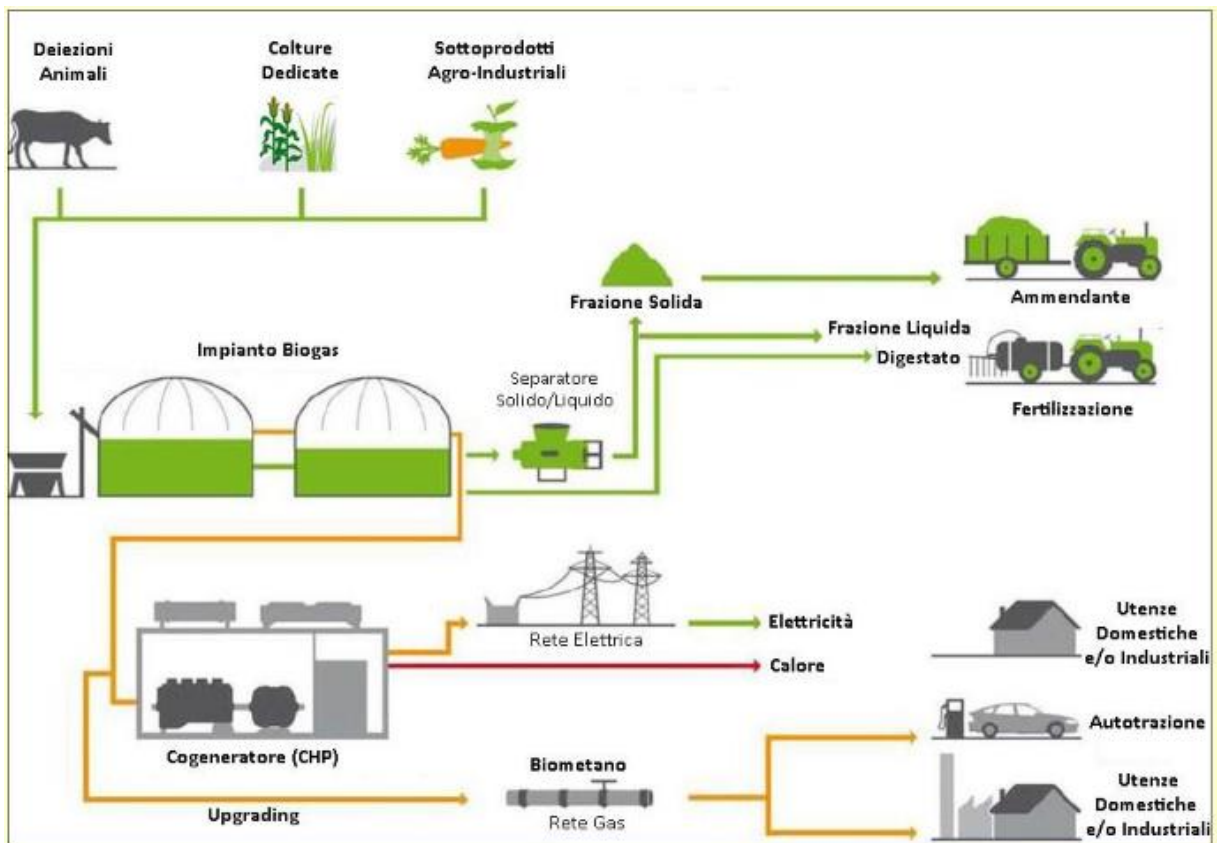
Figura 1 Schema del processo di digestione anaerobica

Un impianto per la produzione di biogas è una complessa installazione di una varietà di elementi la cui struttura dipende in larga misura dalla quantità e qualità delle materie prime trattate. Visto che esistono diversi tipi di substrati che possono essere digeriti negli impianti di biogas, ci sono di conseguenza varie tecnologie e diversi sistemi di funzionamento per trattare le materie prime. Inoltre, a seconda del tipo, delle dimensioni e delle condizioni operative di ciascun impianto, esistono diverse tecnologie connesse per il trattamento e l'utilizzo del biogas, così come per lo stoccaggio e l'utilizzo del digestato.

Il biogas ottenuto dalla digestione anaerobica può essere utilizzato per la produzione di energia elettrica e calore in impianti di cogenerazione o trasformato in biometano (mediante un processo di rimozione della

CO₂ in esso contenuta, detto di upgrading). Il biometano così prodotto può essere utilizzato per l'autotrazione o immesso nella rete nazionale del gas naturale.

Il digestato infine può essere impiegato come fertilizzante o ammendante (Figura 2).



Fonte: AA.VV. Elab. CIB, 2012

Figura 2 Schema di un impianto per la produzione dei biogas/biometano

2. Il concetto di “Biogasfattobene®” del Consorzio Italiano Biogas

Affinché un impianto per la produzione di biogas sia conveniente per colui che lo realizza e sostenibile dal punto di vista ambientale, è necessario che rispetti precisi requisiti.

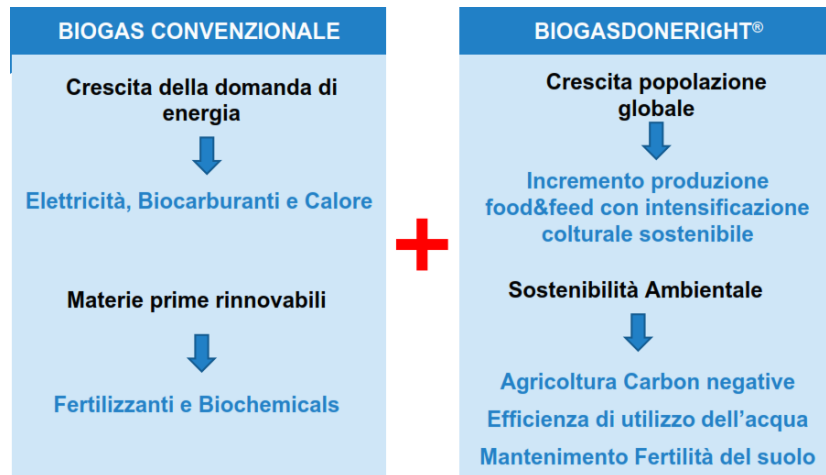
In ambito agricolo, il CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione ha lavorato intensamente per stimolare un dibattito interno al settore che ha portato al documento programmatico chiamato “Biogasdoneright®, digestione anaerobica e sequestro di carbonio nel suolo” denominato anche Biogasfattobene, sottoscritto anche da importanti organismi di ricerca nel settore delle agro energie (CRPA) e dalle principali associazioni del settore agricolo ed agro energetico come CIA e Confagricoltura (per consultare il documento completo www.consorziobiogas.it).

In base a questo documento, “fare bene il biogas” significa inserire l’impianto nel ciclo produttivo di un’azienda agricola o zootecnica, senza che ciò significhi ridurre la capacità dell’azienda di produrre cibo e foraggi come ha sempre fatto. Anzi, da questa integrazione dovrebbe nascere una maggiore capacità dell’azienda di produrre le proprie specialità alimentari, in modo più sostenibile da un punto di vista ambientale ed economico.

In pratica il modello si traduce nei seguenti principi [3]:

- ✓ usare meno colture di primo raccolto (facendo crescente ricorso a biomasse di integrazione, in codigestione con biomasse di primo raccolto);
- ✓ ridurre le emissioni di gas ad effetto serra delle attività agricole, attraverso il corretto impiego del digestato come fertilizzante rinnovabile che stocca la CO₂ nel terreno, l’adozione di pratiche zootecniche e agricole più sostenibili, l’uso del biometano nell’autotrazione agricola;
- ✓ integrare in azienda le produzioni agricole con quelle bioenergetiche ad una scala alla portata degli imprenditori agricoli italiani, rendendo le aziende agricole più competitive nel mercato alimentare, dei mangimi e dell’energia.

Le azioni che consentono di “fare bene il biogas” permettono significativi miglioramenti del reddito dell’azienda agricola (aumento della produzione lorda vendibile con i doppi raccolti, riduzione del costo per i concimi, della distribuzione degli effluenti zootecnici, dell’essiccazione dei foraggi, ecc.), oltre ad un aumento della fertilità del suolo e una maggiore efficienza nell’utilizzo dell’acqua (Figura 3).



Fonte: G. Bezzi, 2016, Servizio Agronomia CIB [4]

Figura 3 Vantaggi aggiuntivi del Biogasfattobene® rispetto al biogas convenzionale

3. Le biomasse utilizzabili

I substrati utilizzabili nella digestione anaerobica per la produzione di biogas sono molteplici e non necessariamente derivano dalla zootecnia e dall'agricoltura [5]. Affinché la produzione di biogas sia un processo energeticamente conveniente, la biomassa deve essere sufficientemente ricca di acqua e carbonio organico disponibile per la fermentazione e non deve contenere sostanze capaci di inibire i microrganismi. La produzione di biogas è considerata una valida alternativa alla combustione per le biomasse con molta umidità (maggiore del 30%) e con un elevato contenuto di azoto (rapporto carbonio/azoto inferiore a 30). Le biomasse ricche di lignina non sono adatte alla produzione di biogas in quanto i batteri responsabili della fermentazione non riescono facilmente a far avvenire la prima fase del processo (l'idrolisi) in condizioni anaerobiche.

Le biomasse maggiormente utilizzate per la produzione di biogas sono: effluenti zootecnici, residui delle coltivazioni erbacee e colture dedicate (biomasse agricole), scarti dell'industria agroalimentare, frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU), acque reflue o fanghi di depurazione [6][7]. Ciascuna ha delle caratteristiche peculiari, di seguito analizzate.

3.1 Biomasse agricole e agro-industriali

Effluenti zootecnici

Sono le deiezioni degli animali da allevamento (feci e urina), eventualmente misti ad acqua e a materiale solido usato come lettiera (es. paglia). Sono caratterizzati da un elevato contenuto di umidità e da rese in biogas non elevate, ma regolari. Per questo motivo sono spesso usati in codigestione con matrici organiche ad elevata densità energetica, quali le colture dedicate e/o i sottoprodotti dell'industria agroalimentare.

Residui colturali

Sono i residui delle attività agricole a scopo alimentare, altrimenti non utilizzabili (paglie di cereali, stocchi, sarmanti di vite, ramaglie di potatura, ecc.), che possono essere addizionati come co-substrati alle deiezioni animali.

Scarti dell'industria agroalimentare

Sono prodotti durante la trasformazione dei prodotti agricoli e durante la preparazione dei vegetali per il consumo fresco (ad es. bucce e residui da pelatura di pomodoro e frutti, scarti in ingresso alle linee di produzione perché il frutto non è integro o di dimensioni conformi agli standard prestabiliti, ecc.); i più utilizzati per la produzione di biogas sono il siero di latte, altri residui dell'industria casearia, gli scarti della lavorazione della frutta (come i succhi o le bucce) e gli scarti dell'industria della carne (grassi, sangue,

contenuto stomacale e ruminale, viscere).

In generale la biomassa di origine vegetale presenta:

- elevato contenuto di sostanza organica, soprattutto zuccheri e fibre;
- modesta concentrazione di azoto;
- contenuto di umidità variabile nel tempo, tendenzialmente elevato;
- tendenza ad acidificare velocemente;
- produzione concentrata in periodi di tempo molto limitati (forte stagionalità);
- difficoltà di conservazione per l'elevata umidità e per la tendenza ad acidificare velocemente (necessaria presenza di impianto di digestione disponibile, meglio nelle vicinanze, o, quando possibile, l'insilamento in miscela con colture dedicate).

In generale la biomassa di origine animale ha le caratteristiche sotto elencate:

- elevato contenuto di sostanza organica, con alta presenza di grassi e proteine;
- contenuto di azoto mediamente alto, fatta eccezione per poche tipologie (grassi, ecc.);
- difficoltà di conservazione;
- potere metanigeno mediamente elevato;
- produzione regolare nel tempo;
- dovrebbe essere usata in codigestione.

Alcuni scarti vegetali non possono essere utilizzati in alta percentuale come biomassa di partenza, ma solo in codigestione, in quanto non particolarmente adatti alla fermentazione. Sono un esempio gli scarti della lavorazione degli agrumi (il pastazzo, un mix di bucce, polpa e semi di arance, mandarini e limoni), in quanto troppo acidi, e quelli della lavorazione dell'oliva (come la sansa, l'acqua di vegetazione o il nocciolino), in quanto i polifenoli presenti nei reflui oleari limitano fortemente i fenomeni degradativi a causa delle loro caratteristiche anti-ossidanti e anti-microbiche.

Colture dedicate

Si tratta di produzioni vegetali coltivate appositamente allo scopo. Utilizzate come insilati, si dividono in colture primaverili-estive, quali mais, sorgo, bietola e girasole, e colture autunno-vernine, come orzo, triticale, segale e loiessa. La coltivazione di piante specifiche da avviare alla digestione anaerobica per la produzione di biogas rappresenta una valida alternativa per l'utilizzo di aree incolte e a riposo o di aree irrigate con acque recuperate dai depuratori urbani. Esistono colture utilizzate per la rotazione colturale, quali girasole, soia, barbabietola, ecc. che danno ottimi risultati affiancandosi ad altre colture: la scelta della tipologia e della combinazione deve essere attentamente valutata sulla base delle analisi del suolo e dell'area geografica (condizioni climatiche, disponibilità di acqua e livello di meccanizzazione aziendale).

Nella tabella sottostante si riporta la resa indicativa in biogas delle diverse tipologie di substrato e la loro propensione alla digestione anaerobica:

Tabella 1 Caratteristiche dei principali substrati per la digestione anaerobica

Substrato	Propensione alla digestione anaerobica	Criticità	Sostanza secca sul totale (%)	Sostanza organica su sostanza secca (%)	Resa biogas Nm³/t sostanza organica	Resa biogas Nm³/t totale
<i>Effluenti zootecnici</i>						
Liquami suini ¹	Ottima (purché non eccessivamente diluiti)	Contenuto di sostanza secca e organica variabile in funzione della tipologia di allevamento	4	70	500	14
Liquami bovini ¹	Buona	Contenuto di sostanza secca correlato al sistema di allevamento	8	73	375	22
<i>Residui colturali</i>						
Paglia di cereali*	Buona	Diluizione, triturazione, stagionalità	87	87	390	295
Stocchi di mais*	Buona	Diluizione, triturazione, stagionalità	86	72	500	310
<i>Sottoprodotti vegetali</i>						
Buccette di pomodoro*	Scarsa	Scarsa biodegradabilità, stagionalità	25	95	400	95
Scarti lavorazione frutta varia e ortaggi**	Ottima	Acidità, umidità, stagionalità	24	91	733	158

Scarti lavorazione uva (vinacce) [^]	Scarsa	Scarsa biodegradabilità	45	87	650	254
Scarti lavorazione olive (sanse) [*]	Scarsa/buona	Presenza composti inibitori (polifenoli)	30	97	450	131
Scarti lavorazione agrumi (pastazzo) [*]	Scarsa/buona	Acidità	13	97	500	63
<i>Sottoprodotti di origine animale</i>						
Scarti di macellazione [*]	Buona	Triturazione, azoto, grassi, odori	15	90	775	105
Siero di latte, altri prodotti derivati [*]	Ottima	Acidità, umidità	5	86	330	14

Fonti:

* ENEA Report RSE/2009/182

** Adani et al., 2008

[^] Deublein e Steinhäuser, 2011

¹ CRPA, 2008

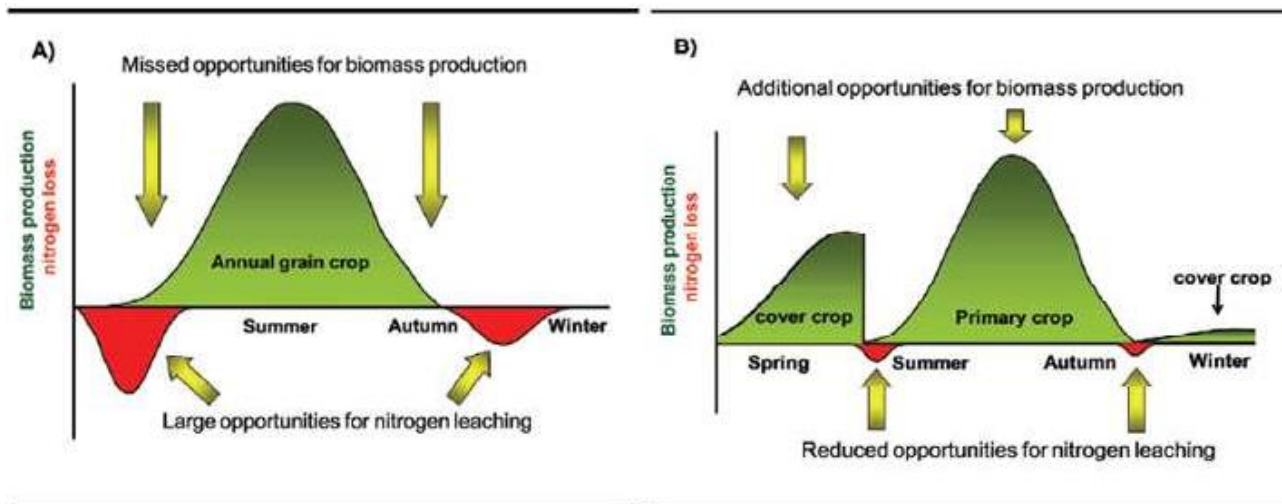
3.2 Buone pratiche agricole (in accordo al modello del “Biogassfabbene[®]”)

Uno degli obiettivi del modello del “Biogassfabbene[®]” elaborato dal CIB, è quello di ridurre l’impiego di biomasse di primo raccolto per l’alimentazione del digestore. Secondo tale modello, l’agricoltore deve prediligere una dieta estesa alle seguenti opzioni:

- ✓ colture di copertura (secondo raccolto) prima o dopo le colture tradizionali per alimenti e mangimi;
- ✓ effluenti zootecnici prodotti in azienda;
- ✓ piante azotofissatrici, in rotazione con altri cereali per il mercato;
- ✓ colture perenni in terreni messi a riposo o soggetti a desertificazione;
- ✓ sottoprodotti agricoli e rifiuti organici.

In particolare, l’**impiego delle colture di copertura** per l’alimentazione dell’impianto (ad es. il triticale prima della soia o il sorgo dopo il frumento) permette di non ridurre gli ettari dedicati alla produzione di alimenti e mangimi e di generare doppi raccolti nel periodo dell’anno in cui i terreni erano messi a riposo. Inoltre,

consente di ridurre fenomeni di lisciviazione e ruscellamento superficiale, evitando che l'azoto e gli altri nutrienti finiscano nei corpi idrici (Figura 4).



Fonte: A.H. Heggenstaller, 2008 [2]

Figura 4 Produzione aggiuntiva di biomassa e riduzione del rischio di lisciviazione dell'azoto del modello del Biogassfittobene® (B) rispetto a un sistema monocoltura (A)

Il modello include anche l'uso di tecniche di irrigazione più efficienti e a risparmio idrico (per es. a goccia o pivot), la distribuzione dei nutrienti attraverso il sistema di irrigazione e la riduzione delle lavorazioni (minimum tillage, strip tillage, no tillage), in modo da mantenere l'umidità dei suoli e abbreviare il tempo tra il primo e il secondo raccolto.

L'adozione rigorosa di questo modello nelle aziende agricole è in grado di rivoluzionare le attuali pratiche agricole, trasformando i metodi non sostenibili dell'agricoltura convenzionale in **sistemi sostenibili, a basso costo e capaci di sequestrare carbonio**.

3.2.1 Esempi di applicazione

Di seguito (Figura 5, Figura 6) si riportano quindi alcuni esempi di come il biogas italiano abbia saputo migliorare l'efficienza nell'uso dei terreni di primo raccolto in questi anni, integrando progressivamente le diete, e quindi adeguando la biotecnologia e le tecnologie di impianto, con biomasse di integrazione siano

esse biomasse residuali che colture di integrazione. Sono solo due tra i centinaia di esempi che si possono fare dal Nord al Sud.

Azienda in provincia di Ferrara (Squaccherone)	ton/gg	Nmc biogas /ton	Nmc biogas gg	ton /anno	ton tq/ha	SAU raccolti	FCLR	Mercato / Foraggio
Corn silage after wheat grain	9,6	230	2.200	3.600	45	80		frumento granella /orzo stalla
Wheatr grain						105		Frumento granella
Barely forage						35		Orzo foraggiero per la stalla
Corn silage for the stable monocrop						20		
Corn silage monocrop for digester	4,4	250	1.096	1.650	55	30	30	
Sorghum monocrop for digester	1,6	200	319	600	40	15	15	
Sorghum double crop after wheat	5,6	190	1.060	2.100	35	60		frumento granella /orzo stalla
Triticale silage before tomato	2,4	190	454	900	45	20		pomodoro da industria
Triticale silage before soy bean	11,9	190	2.255	4.465	47	95		Soia per il mercato
tomato wastes	8,0	120	957	3.000				
Bovine manure	8,0	80	640	2.920				
Bovine slurry	12,0	25	300	4.380				
chicken manure	12,6	140	1.764	4.600				
OVERALL	76,0		11.046	28.215		460	45	

Figura 5 Esempio n. 1 di applicazione del modello del biogasfattobene®

Azienda in provincia di Vicenza (Grana Padano)	ton/gg	Nmc biogas /ton	Nmc biogas gg	ton /anno	ton/ha	SAU	FCLR	Mercato/stalla
Silomais secondo raccolto dopo frumento	-	230	-	-	45	0		
Mais primo raccolto	-	250	-	-	55	0	0	
Sorghum first crop	2,4	200	478	900	45	20	20	
Sorghum double crop	2,1	190	404	800	40	20		Frumento granella
Triticale prima di pomodoro	-	190	-	-	45	0		
triticale prima di soia	-	190	-	-	45	0		
Bucchette di pomodotor	-	120	-	-				
Bovine manure	38,0	80	3.040	13.870				
Slurry manure	87,3	25	2.183	32.850				
Chicken manure	5,3	140	744	2.000				
	135,1		6.849	50.420			20	

Figura 6 Esempio n. 2 di applicazione del modello del biogasfattobene®

3.3 La frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU)

L'utilizzo della frazione organica dei rifiuti urbani per produrre biogas è una strategia che permette di ottenere due importanti vantaggi: la produzione di un biogas con buone rese e lo smaltimento dei rifiuti. In queste frazioni secondo la normativa attuale, sono inclusi gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani (D.lgs. 28/2011).

Questi scarti possono presentare caratteristiche fortemente disomogenee che variano in funzione della

percentuale di frazione erbacea e legnosa presente; in generale la frazione organica dei rifiuti urbani presenta un alto grado di umidità, superiore al 65%, che la rende particolarmente adatte alla fermentazione anaerobica.

In questa frazione, anche se raccolta in modo differenziato, è sempre presente una piccola quantità di vetro e plastica (intorno al 5%) e l'impianto deve prevedere la loro separazione; l'eterogeneità della biomassa di partenza determina una elevata variabilità nella composizione del biogas che si ottiene (in particolare si osserva la presenza di composti organici alogenati).

Le caratteristiche tipiche della FORSU da raccolta differenziata sono riassunte di seguito [8]:

- Umidità: 72.6-79.6%;
- Sostanza solida totale (ST): 21.4-27.4%;
- Sostanza solida totale volatile (SV): 15.4-25%;
- Sostanza organica (TCOD): 1.1-1.3 gCOD/gST;
- Azoto (TKN): 3.8-5.2 g/kg_{TS};
- Fosforo totale: 0.6-1.8 g/kg_{TS};
- Resa biogas: 400-600 m³/t_{SV}.

4. Tecnologie di produzione del biogas

4.1 Pre-trattamento dei substrati

Il processo di digestione anaerobica consiste nella degradazione della sostanza organica in composti semplici e, successivamente, nella loro conversione in biogas, come esemplificato in Figura 1. Ogni fase del processo è influenzata da molti parametri chimici, fisici e delicati equilibri microbiologici che possono essere influenzati dalla composizione della biomassa di partenza. La velocità di degradazione rappresenta uno dei parametri più importanti nel dimensionamento della volumetria dei digestori e/o nella scelta delle tecnologie impiantistiche. In particolare:

- gli acidi organici e gli zuccheri semplici si degradano rapidamente;
- gli aminoacidi, le frazioni fibrose e i lipidi richiedono tempi più lunghi.

I digestori sono dimensionati tenendo conto anche delle matrici di partenza, in modo tale da garantire un tempo di ritenzione idraulica sufficiente ai batteri per degradare le molecole organiche [9]:

- effluenti suinicoli 20-25 giorni,
- effluenti bovini 35-40 giorni,
- biomasse vegetali 50-70 giorni.

Se la tipologia di matrici organiche inizialmente previste nel piano di approvvigionamento dell'impianto dovesse essere modificata, la resa in biogas ne rimarrebbe influenzata; per aumentare la flessibilità e allargare le possibilità di approvvigionamento sono state studiate molte tecniche di pretrattamento delle matrici, con lo scopo di accelerare il processo di degradazione.

A. Metodi fisico-meccanici: hanno lo scopo di ridurre di pezzatura le particelle solide componenti la biomassa e aumentare in questo modo la superficie di contatto con gli enzimi batterici durante l'idrolisi. I principali sono:

- estrusione, indicata per paglia, stocchi, insilati di cereali vernini ed estivi, vinacce, ecc.;
- triturazione fine o macinatura, applicata alle sementi;
- disgregazione con pulper, che, lavorando con un flusso liquido, è utile per omogeneizzare matrici organiche e liquame;
- ultrasuoni, sonicazione applicata a flussi liquidi, che permette di raggiungere localmente temperature e pressioni molto elevate tali da rompere le pareti cellulari; la generazione di ultrasuoni può essere ottenuta in diversi modi, compresa la cavitazione; recentemente è comparsa sul mercato del biogas la tecnologia innovativa della cavitazione controllata, che permette di ridurre la pezzatura e la viscosità della biomassa con conseguente aumento della facilità di miscelazione all'interno del digestore, dell'omogeneità del digestato e miglioramento della pompabilità [10].

B. Trattamenti ad alta temperatura, quali:

- Pretrattamento termico, effettuato a 160°C, con il quale si ottiene la solubilizzazione della lignina.
- Steam-explosion, che tratta la biomassa con vapore ad elevata temperatura (oltre 240 °C) e la sottopone a pressione (> 10 bar) per alcuni minuti, provocando l'esplosione delle membrane cellulari.
- Pressure-cooking, simile alla steam explosion, ma al posto del vapore viene impiegata acqua calda; si solubilizza prevalentemente l'emicellulosa.

C. Impiego di composti chimici alcalini (soda, idrossido di calce o ammoniaca) o acidi (acido solforico, nitrico, ecc.) che rompono i legami chimici delle frazioni fibrose per aumentarne la digeribilità.

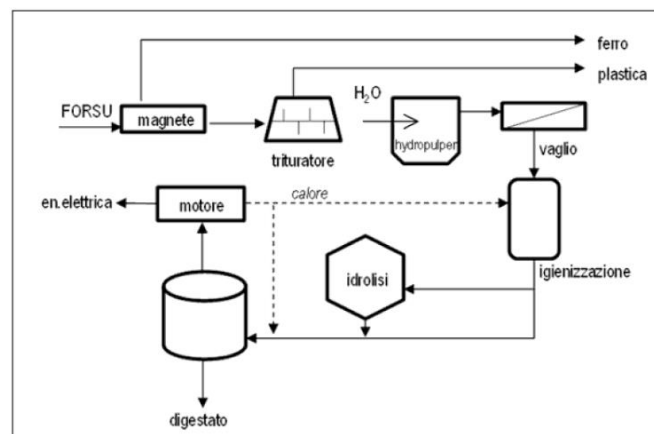
D. Trattamenti biologico-enzimatici con enzimi cellulolitici ed emicellulosolitici per aiutare il processo. L'efficacia è influenzata dal substrato e dalle condizioni operative.

I pretrattamenti dovrebbero essere sempre valutati attentamente in quanto i consumi energetici, i costi di esercizio e di investimento sono sempre molto importanti.

Nel caso della FORSU i pretrattamenti hanno lo scopo di separare e ripulire il materiale da contaminanti [11]. Si possono riassumere in:

- apertura ed eliminazione dei sacchetti contenenti la frazione umida;
- separazione della frazione organica dagli altri componenti della FORSU (metalli, plastica, sabbie, ecc.);
- omogeneizzazione ed eventuale diluizione del materiale per una migliore digestione anaerobica.

Di seguito il layout del processo di digestione con i pretrattamenti tipici e i relativi flussi di massa.



Fonte: Vandevivere et al., 2003

Figura 7 Layout del processo di digestione con i pretrattamenti tipici della FORSU

Un sistema di trattamento di digestione anaerobica della FORSU deve sempre combinare in maniera ottimale la raccolta, il pretrattamento e il processo di digestione vero e proprio.

4.2 Principali tipologie di impianto di digestione anaerobica

Le tipologie impiantistiche utilizzabili per l'attuazione di un processo di digestione anaerobica possono essere diversamente classificate: per tenore di sostanza secca, modalità di alimentazione del substrato, stadi di trattamento, temperatura di esercizio nel reattore.

Esistono diverse tecnologie di digestione anaerobica, in funzione del tenore di sostanza secca contenuta nel substrato che alimenta il reattore; si possono dividere in tre principali categorie:

- digestione a umido (wet): per sostanza secca inferiore al 10%; solitamente utilizzata per liquami zootecnici;
- digestione a secco (dry): per sostanza secca superiore al 20%;
- digestione a semi-secco (semi-dry): per valori intermedi di sostanza secca.

Il substrato può raggiungere il reattore in modalità diversa (alimentazione), in funzione dell'umidità della sostanza che si sta caricando o del tipo di reattore; le modalità di alimentazione del substrato si possono distinguere in:

- a carica singola (Batch): il digestore può venire regolarmente aperto, pulito e riempito di nuova biomassa;
- ad alimentazione continua: la più comune, il digestore viene alimentato in continuo con la biomassa.

Come detto, il processo di fermentazione avviene in realtà in vari stadi di trattamento da parte dei batteri (idrolisi, acidogenesi, acetogenesi, metanogenesi); ciascuna fase è effettuata da specie microbiche differenti e talvolta è favorita da differenti condizioni (acidità e temperatura).

Per questo il processo può anche essere suddiviso nei vari stadi in cui avviene:

- mono-stadio: unico reattore, di forma generalmente cilindrica, in cui avvengono tutte le varie fasi della fermentazione;
- bi-stadio: due reattori in cui avvengono le fasi della digestione (1- idrolisi, acidogenesi, acetogenesi; 2- metanogenesi); la biomassa in fase di digestione può passare da un compartimento all'altro tramite sistemi di pompaggio oppure, come avviene generalmente, per effetto della semplice spinta idraulica.

È stato sperimentalmente osservato che la suddivisione del digestore in più compartimenti consente di ottenere rese maggiori. La spiegazione del fenomeno è generalmente attribuita al fatto che, idealmente, in ogni compartimento del digestore avviene una delle fasi successive della fermentazione anaerobica: in questo modo, i microorganismi responsabili di ciascun processo (idrolisi, acidogenesi, acetogenesi e metanogenesi) possono operare nelle condizioni a loro maggiormente favorevoli.

Il processo può essere condotto a differenti temperature:

- *condizioni mesofile* in cui il digestore è leggermente riscaldato (circa 35-40 °C),
- *condizioni termofile* attorno ai 50-55 °C,
- *condizioni psicrofile* comprese nell'intervallo 10-25 °C; più raramente utilizzato.

Le tipologie impiantistiche più diffuse (con specifico riferimento all'Italia) sono le seguenti:

- digestore a umido continuamente miscelato (noto anche come CSTR, "Completely stirred tank reactor"),
- digestore a secco con flusso a pistone (noto anche come "Plug-Flow Anaerobic Digester").

In un **digestore a umido continuamente miscelato** (Figura 8) la biomassa in alimentazione viene continuamente caricata (con più carichi nell'arco della giornata) e contestualmente viene prelevato il digestato. Spesso la frazione liquida del digestato viene fatta parzialmente ricircolare in ingresso per regolare la concentrazione di SS (sostanza secca) e per fungere da inoculo alla biomassa in ingresso.



Figura 8 Esempio di reattore CSTR

I sistemi di alimentazione possono prevedere: l'immissione della biomassa solida tramite pompa, previa miscelazione con i liquami o con il prodotto ripreso dai digestori; l'immissione separata dei liquami tramite pompa ed i solidi mediante sistemi di coclee o pistoni.

I digestori CSTR possono essere realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, con elementi in calcestruzzo modulari prefabbricati o con lamiere di acciaio opportunamente protette (ad es. con vernici). Ogni soluzione presenta costi e prestazioni specifici che devono essere considerati in relazione alla potenza che si vuole installare, alla dieta prevista e all'ubicazione dell'impianto. Qualsiasi materiale si scelga, è fondamentale assicurare la corretta coibentazione del manufatto, necessaria per mantenere in temperatura la biomassa.

Normalmente le pareti verticali dei digestori vengono coibentate applicando il materiale isolante esternamente (dopo la rimozione dei casseri nel caso di strutture in c.a. in opera). Di norma le lastre vengono poi rivestite, per protezione e finitura, con lamiera grecata.

Solitamente il riscaldamento della biomassa alla temperatura di processo stabilita avviene tramite fasci tubieri (in acciaio o in materiale plastico) posti all'interno del digestore, nei quali scorre acqua calda proveniente dal motore o da una caldaia (nel caso di impianto che produce biometano). I tubi possono essere posizionati anche sul fondo della vasca o esternamente, ma comportano maggiori difficoltà di gestione.

La miscelazione all'interno del digestore è essenziale perché ha il compito di: favorire il contatto tra batteri e substrato, garantire una temperatura omogenea del materiale, ottimizzare la fuoriuscita del biogas, evitare il deposito sul fondo della vasca delle frazioni di biomassa più pesanti, evitare il galleggiamento delle frazioni più leggere. I miscelatori si distinguono principalmente in: miscelatori interni a pale e miscelatori idraulici.

Il gasometro è uno degli elementi fondamentali dell'impianto, in quanto consente lo stoccaggio del biogas e la sua regimazione in arrivo al motore o all'unità di upgrading. Nella configurazione classica il gasometro è posto direttamente sul digestore, ma vi sono casi in cui viene messo a parte per ridurre le dispersioni termiche attraverso la membrana. Solitamente è costituito da due membrane: interna, che serve da stoccaggio del biogas, ed esterna, per la protezione dagli agenti atmosferici.

I **digestori con flusso a pistone** possono avere varie configurazioni (Figura 9) [33]. La tecnologia *Dranco* è caratterizzata da un flusso verticale discendente del substrato, che prima dell'immissione viene miscelato con un'aliquota della massa già in trattamento (secondo un rapporto di sei a uno), allo scopo di favorirne l'acclimatazione ed il contatto con i microrganismi. La tecnologia *Kompogas* utilizza reattori cilindrici disposti orizzontalmente, lungo i quali il substrato si muove con moto prevalentemente assiale, sospinto da miscelatori in lenta rotazione. Infine, la tecnologia *Valorga* fa ricorso a reattori cilindrici ad asse verticale, all'interno dei quali il substrato segue traiettorie elicoidali; la miscelazione è efficacemente ottenuta mediante il ricircolo del biogas al fondo del reattore, impiegando allo scopo opportuni iniettori, che tuttavia tendono frequentemente ad intasarsi.

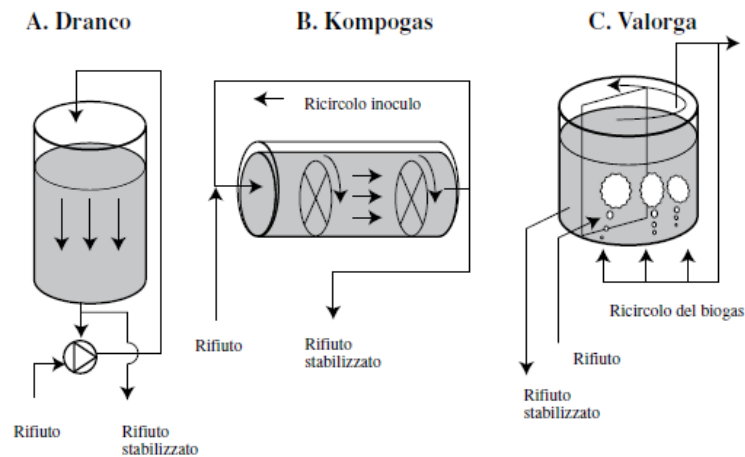


Figura 9 Schemi di impianti di digestione a secco

La scelta della tipologia impiantistica più adeguata dipende essenzialmente dalle caratteristiche del substrato da trattare e da considerazioni di carattere tecnico-economico. Ad esempio:

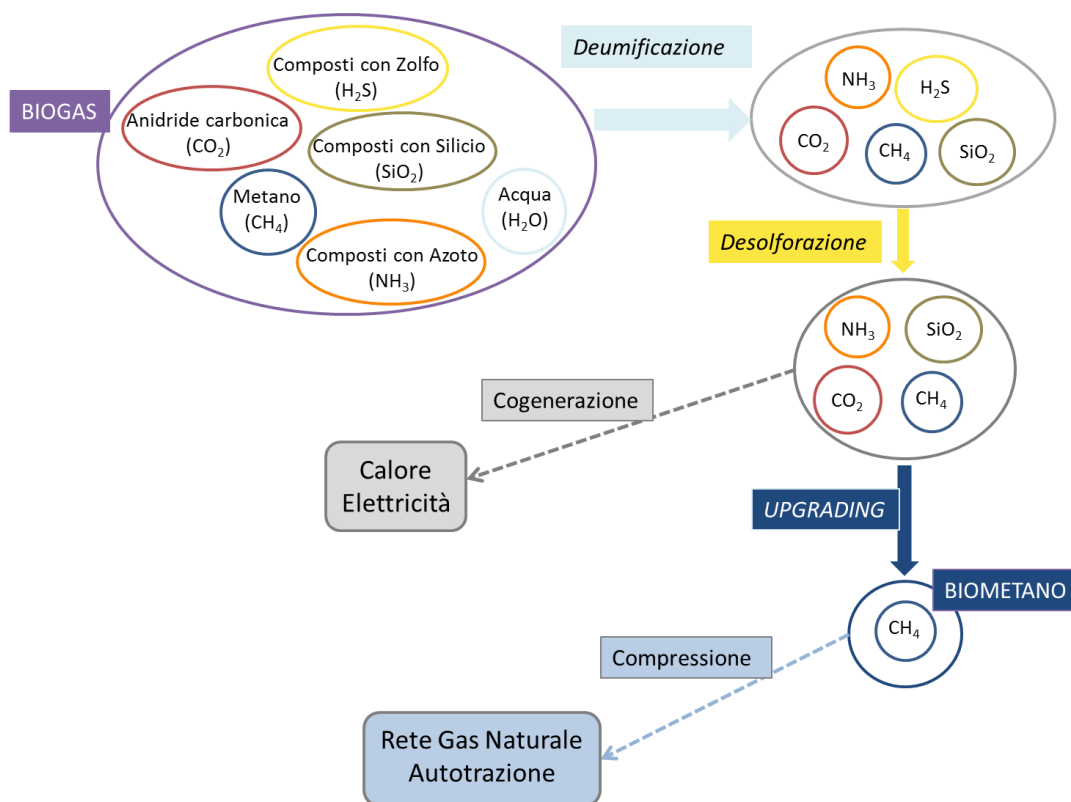
- un refluo zootecnico (substrato fortemente diluito), si presta ad una digestione anaerobica *wet*, attuata in reattori *mono stadio* alimentati in continuo e operanti in condizioni *mesofile*;
- la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) (elevata putrescibilità e contenuto di umidità inferiore all'80%), può essere trattata con una digestione anaerobica *dry*, in reattori a doppio stadio alimentati in continuo e mantenuti a temperature *termofile*.

Altri substrati con caratteristiche intermedie tra i reflui zootecnici e la FORSU possono essere trasformati adottando soluzioni impiantistiche intermedie.

5. Uso del biogas

Il biogas ottenuto dalla digestione anaerobica ha una composizione variabile, influenzata soprattutto dall'alimentazione. Nel caso di uso di biomasse agricole o di FORSU, mediamente ha un contenuto di metano (CH_4) che va dal 55 al 65%. Il secondo principale componente del biogas è l'anidride carbonica (CO_2) con un contenuto compreso tra il 35 e il 45%. Il biogas inoltre contiene in piccole percentuali altri componenti tra cui: solfuro di idrogeno (H_2S) e solfuri, ammoniaca (NH_3) e ammine, protossido di azoto (N_2O), silossani, idrogeno ed acqua [12].

Per poter essere usato come combustibile in impianti di cogenerazione il biogas deve essere separato da questi componenti secondari (purificazione del biogas). Se invece, lo scopo dell'impianto è produrre biometano da usare per l'autotrazione o da immettere nella rete nazionale del gas naturale, oltre alla purificazione, il biogas deve subire un processo di upgrading per la separazione della CO_2 (Figura 10).



Fonte: Ns. elaborazione

Figura 10 Schema dei trattamenti e usi del biogas

5.1 Utilizzo del biogas per la produzione di energia elettrica e termica in impianti di cogenerazione

L'uso principale del biogas nella gran parte degli impianti europei (e nella quasi totalità di quelli italiani) è in motori endotermici in grado di operare in assetto cogenerativo (CHP, Combined Heat and Power), cioè di produrre contemporaneamente calore ed energia meccanica subito trasformata in energia elettrica.

Prima della sua combustione, il biogas prodotto viene deumidificato e depurato, per non danneggiare i motori che hanno dei limiti massimi per il contenuto di idrogeno solforato, idrocarburi alogenati e silossani.

I trattamenti che il biogas può subire prima del suo utilizzo sono riassunti in tabella:

Tabella 2 Trattamenti del biogas prima del suo utilizzo in motori endotermici

Componente	Problema	Trattamento
Acqua (H ₂ O)	Formazione condensa che provoca malfunzionamenti; potenziale azione corrosiva	Separatori di condensa Apparati frigoriferi di condensazione
Idrogeno solforato (H ₂ S)	Corrosione dei motori ed elementi elettrici	Rimozione biologica (insufflazione ossigeno) Filtri (ossidi di ferro; carbone attivo; biofiltri) Lavaggio (miscela basica di idrossido di sodio; miscela di sali di ferro)
Silossani silice (SiO ₂) e	Abrasivi, possono ridurre la vita dei motori	Filtri a carboni attivi Lavaggio (miscela liquida di idrocarburi)
Idrocarburi alogenati	La combustione di questi composti causa l'emissione di diossine e furani, microinquinanti di elevato impatto ambientale	Filtri a carboni attivi

La cogenerazione permette un notevole risparmio energetico rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di calore e di energia elettrica. Un motore in assetto cogenerativo ha un rendimento fino all'85%, di cui circa il 40% è energia elettrica e il restante 45% è energia termica. Questo calore (al netto di quello che serve per mantenere i digestori in temperatura) può essere proficuamente utilizzato per soddisfare eventuali fabbisogni termici aziendali o di utenze ubicate nelle vicinanze dell'impianto.

5.2 Biometano: upgrading del biogas

L'eliminazione dell'anidride carbonica (upgrading) dal biogas è funzionale alla necessità di ottenere un gas combustibile con un buon potere calorifico, da utilizzare direttamente o immettere nella rete di distribuzione nazionale. La presenza di anidride carbonica altera infatti le caratteristiche fisiche ed energetiche del gas e non lo rende direttamente utilizzabile nei condotti e negli impianti dedicati al metano.

Le tecniche di upgrading del biogas per la rimozione della CO₂ possono essere raggruppate in quattro categorie:

1. Assorbimento o adsorbimento su solidi,
2. Assorbimento,
3. Membrane selettive (Gas Permeation),
4. Upgrading criogenico (LBG o CBG).

1. Assorbimento o adsorbimento su solidi: opportuni materiali (carboni attivi, gel di silice, allumina, zeoliti) hanno affinità diverse per le diverse molecole così da trattenere l'anidride carbonica e altri componenti secondari e lasciare passare selettivamente la molecola di metano. Occorre operare ad opportune temperature e pressioni, eventualmente utilizzando diversi adsorbenti/assorbenti in serie. Il materiale adsorbente saturo di anidride carbonica e componenti secondari può essere rigenerato variando la temperatura e la pressione, oppure può essere smaltito.

Tra queste tecnologie vi sono:

- Pressure Swing Adsorption (PSA): rigenerazione con variazione di pressione,
- Vacuum Swing Adsorption (VSA): rigenerazione con una pompa da vuoto,
- Temperature Swing Adsorption (TSA): rigenerazione con variazione di temperatura.

Il biogas deve essere precedentemente purificato dai solfuri e dall'acqua per non rovinare la matrice adsorbente.

2. Assorbimento in liquidi selettivi: è un processo di depurazione chimico-fisico che sfrutta la maggiore solubilità della CO₂ rispetto al metano in alcuni liquidi. A seconda del fluido di lavaggio si può avere:

- lavaggio ad acqua ad alta pressione (PWS, Pressure Water Scrubbing),
- lavaggio in acque alcaline,
- lavaggio con solventi organici (Organic Physical Scrubbing),
- lavaggio chimico con ammine (MEA, DEA).

I vantaggi di queste tecniche sono l'alta selettività, ma la rigenerazione del fluido di lavaggio può essere molto costosa.

3. Separazione con membrane selettive: le membrane selettive lasciano attraversare la CO₂, l'acqua e l'ammoniaca e ostacolano il passaggio di metano ed azoto che sono convogliati verso la raccolta. Questa tecnologia permette di ottenere metano ad elevata purezza ma, all'attuale stato dell'arte, comporta sensibili perdite di metano e può avere elevati costi di manutenzione (a fronte di bassi costi di investimento).

4. Separazione criogenica: si basa sulla condensazione selettiva dell'anidride carbonica, che avviene a una temperatura diversa rispetto al metano e a opportune pressioni. Anche i componenti secondari condensano o sono assorbiti nell'anidride carbonica liquida. Per quanto questa tecnologia sia molto semplice, è poco utilizzata in quanto è molto costosa e poco efficiente.

In Figura 11 le diverse tecniche di upgrading sono messe a confronto.

	Water scrubber	MEA/DMEA	PSA	Membrane	Criogenico
Pressione di lavoro (bar)	7-10	1	4-7	8-10	25-40
Purezza massima (%)	98	98	98	90*	91
Perdite di CH ₄ (%)	<2	<0.1	<2	nd	<2-10
Deumidificazione preliminare	si	si	no	no	no
Desolfurazione preliminare	no	si	si	si	si
Operatività annua (%)	96	91	94	98	98
Costo energetico (kWh/m ³ biometano)	0,43	0,646	0,335	0,769	nd
Costo complessivo (€/m ³ biometano)	0,13	0,17-0,28	0,25	0,12-0,22	0,44

* Con un solo stadio.

Fonti: De Hullu et al. 2008; Berndt, 2006; Beil, 2009; Patterson et al., 2009 [13]

Figura 11 Confronto tra le diverse tecniche di upgrading del biogas

5.3 Uso del biometano

Il biometano così ottenuto (dalla purificazione e upgrading del biogas grezzo) ha un contenuto di metano variabile ma di regola superiore al 97% e qualità analoga a quella del gas naturale. Può essere pertanto utilizzato come carburante per l'autotrazione (anche attraverso una miscelazione, in qualsiasi percentuale,

con il metano di origine fossile), immesso nella rete di distribuzione del metano oppure usato per la produzione di energia elettrica e termica.

Aumentando ulteriormente il contenuto di metano ed abbassando la temperatura ben al di sotto dello zero (circa $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$), è possibile trasformare il biometano dalla fase gassosa a quella liquida. Ciò consente di ridurre enormemente il volume di stoccaggio del biometano, concentrando l'energia in esso contenuto. Grazie a queste caratteristiche il biometano liquido può essere usato nel settore del trasporto pesante e marittimo.

Per poter essere immesso nella rete del gas naturale, il biometano deve rispettare le disposizioni contenute nel Rapporto tecnico UNI/TR 11537 (ed eventuali successivi aggiornamenti), approvato dal Comitato Italiano Gas.

6. Il digestato

Parlando di valore del processo di digestione anaerobica, ci si sofferma quasi esclusivamente sulla produzione di biogas e sulla sua trasformazione. Tuttavia, per comprendere appieno la virtuosità e la sostenibilità economico-ambientale della filiera, non può essere trascurato l'aspetto della valorizzazione del digestato [1].

Il digestato è un utile sottoprodotto della digestione anaerobica di matrici organiche e si presenta come un materiale fluido, con particelle solide in sospensione, avente caratteristiche chimico-fisiche e agronomiche tali da poterlo considerare un buon fertilizzante. Il processo di digestione anaerobica, infatti, determina una riduzione della sostanza organica meno stabile, ma non riduce i quantitativi di azoto e fosforo, mentre mineralizza parte dell'azoto organico in azoto ammoniacale rendendolo prontamente disponibile. Il digestato è infatti, come dimostrano diversi studi [14], una soluzione organica che contiene generalmente un mix di elementi con proprietà fertilizzanti in forme prontamente disponibili, quali gli ioni ammonio e ortofosfato, e diverse altre forme di macro e microelementi fondamentali, quali fosforo, ioni di potassio, di calcio, di magnesio e solfati, a formare un sistema equilibrato e stabilizzato fra le componenti liquida e solida. La sua composizione e il suo inquadramento normativo variano in funzione:

- della tipologia di biomasse in entrata;
- della classificazione (agricola o meno) dell'attività di valorizzazione energetica delle stesse;
- delle sue modalità di trattamento in uscita dall'impianto di digestione [15].

Il digestato che deriva dalla digestione anaerobica della FORSU o di altri rifiuti deve essere sottoposto a compostaggio prima di essere utilizzato in agricoltura come ammendante. È vietato l'uso agronomico del digestato prodotto da colture che provengono da siti inquinati o da materiale contaminato.

In base ai flussi in ingresso, il digestato viene distinto secondo la legislazione vigente in:

- agrozootecnico, prodotto cioè con paglia, sfalci, potature, materiale agricolo derivante da colture agrarie, effluenti di allevamento, materiale agricolo e forestale non destinato al consumo alimentare;
- agroindustriale, prodotto cioè da acque reflue, residui di attività agroalimentare, acque di vegetazione dei frantoi e sanse umide, sottoprodotti di origine animale, oltre alle biomasse previste per quello agrozootecnico.

6.1 Conservazione e post-trattamento

Esistono svariati trattamenti del digestato in uscita dall'impianto di digestione anaerobica [16][34]:

A - TRATTAMENTI MECCANICI: per separare la frazione liquida da quella solida, per una loro migliore gestione sia per il trasporto (frazione palabile), sia per lo stoccaggio o i trattamenti (frazione chiarificata). Le tecnologie disponibili sono:

- Separatore rotante,
- Separatore a compressione elicoidale,
- Centrifuga.

La frazione solida ottenuta può essere essiccata con diverse metodologie:

- Evaporazione sotto vuoto,
- Essiccazione/Disidratazione.

La frazione liquida (chiarificata) corrisponde in genere ad almeno l'85-90% del volume del digestato ed è caratterizzata da un contenuto di materia secca tra l'1,5 e l'8%. Contiene composti solubili, tra cui l'azoto in forma ammoniacale (fino al 70-90% del totale dell'azoto), insieme a vari micro e macro elementi nutritivi in forma facilmente assimilabile; ha le caratteristiche di un fertilizzante minerale in soluzione acquosa a pronto effetto e può essere utilizzata per fertirrigazione.

La frazione solida (palabile) corrisponde a circa il 10-15% in peso del digestato ed è caratterizzata da un contenuto di sostanza secca solitamente maggiore del 20%; qui si concentra la sostanza organica non digerita, l'azoto organico e il fosforo; ha proprietà ammendanti, cioè in grado di apportare miglioramenti alla struttura del terreno rilasciandovi gradualmente i nutrienti [17].

B - TRATTAMENTI FISICO-CHIMICI: gran parte dell'azoto viene estratto e trasferito in un "concentrato" solido, eventualmente utilizzabile come fertilizzante. Sono solitamente processi molto efficienti, ma costosi, che comunque necessitano di pretrattamenti a monte (separazione solido/ liquido, depurazione) e sono:

- Strippaggio,
- Precipitazione della struvite,
- Microfiltrazione e ultrafiltrazione,

- Ultrafiltrazione e Osmosi inversa.

C - TRATTAMENTI BIOLOGICI: riduzione della concentrazione di composti azotati, mediante la loro trasformazione biochimica in azoto molecolare allo stato gassoso (N_2). Sono processi che richiedono molta energia, quindi costosi:

- Fanghi attivi tradizionali con nitro-denitro,
- Trattamento SHARON- ANAMOX (sistemi di denitrificazione via nitrito),
- Impianti SBR (Sequencing Batch Reactor),
- Impianti MBR (Membrane bio reactors),
- Fitodepurazione.

I trattamenti del digestato possono essere anche classificati in funzione della ripartizione e trasformazione dei nutrienti.

- Trattamenti conservativi. Non eliminano i nutrienti (N e P), ma agiscono ripartendoli in una frazione concentrata a volume ridotto che può essere esportata e valorizzata sul mercato come concime organico o nella distribuzione agronomica con riduzione dei costi di trasporto:
 - Separazione liquido/solido,
 - Filtrazione su membrane,
 - Evaporazione/essiccazione sottovuoto,
 - Strippaggio.
- Trattamenti riduttivi. Riducono il tenore di N trasformandolo in N molecolare e quindi gassoso e inerte in atmosfera:
 - Nitrificazione/denitrificazione,
 - AnAmmOx,

- Compostaggio del digestato (CLF Modil).

6.2 Utilizzo del digestato

La possibilità di utilizzare in campo il digestato (tal quale o, meglio, nelle sue frazioni separate) dipende dal suo inquadramento normativo. Il digestato derivante dalla digestione anaerobica di determinati materiali ed utilizzato ai fini agronomici è da considerarsi sottoprodotto e quindi non rifiuto, secondo quanto disposto dalla Legge 134/12. Il 25 febbraio 2016 è stato firmato il Decreto del Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali [35], che aggiorna le regole ed i criteri per l'utilizzazione agronomica del digestato prodotto dagli impianti di digestione anaerobica.

La norma ribadisce che il digestato può essere escluso dalla disciplina dei rifiuti solo se rispetta certe condizioni:

- è prodotto in impianti - aziendali e interaziendali - di digestione anaerobica autorizzati ed alimentati con effluenti di allevamento ed una serie di materie tra cui scarti vegetali ed alcuni scarti dell'agroindustria; per i nuovi impianti è concessa una limitata percentuale di colture dedicate (art. 22);
- vi è certezza di impiego agronomico;
- lo si può usare direttamente, senza ulteriori trattamenti diversi dalle normali pratiche industriali quali la disidratazione, sedimentazione, chiarificazione, centrifugazione ed essiccazione, filtrazione, separazione solido liquido, strippaggio, nitrificazione denitrificazione, fitodepurazione;
- soddisfa le caratteristiche di qualità indicate all'Allegato IX, nonché le norme igienico-sanitarie e di tutela ambientale comunque applicabili.

L'utilizzo agronomico del digestato e delle sue frazioni è regolamentato dalla vigente Direttiva Nitrati. Questa, oltre a prevedere i tempi di stoccaggio, esclude l'uso nei periodi dell'anno in cui le condizioni climatiche non sono compatibili ed impone alle aziende agricole la redazione di un Piano di Utilizzo Agronomico (PUA) che, tenendo conto della tipologia dell'area di distribuzione delle colture in atto, regola le quantità effettivamente utilizzabili.

6.3 Gli effetti positivi dell'uso agronomico del digestato (in accordo col modello del "Biogasfattobene®")

Come detto, dal punto di vista agronomico il digestato ha un buon potere fertilizzante, in quanto apporta sostanza organica ed elementi nutritivi al terreno, sostituendosi ai concimi di sintesi.

L'impiego del digestato come fertilizzante consente lo sviluppo di un'agricoltura sostenibile fondata sulla chiusura del ciclo del carbonio: dalla terra come biomassa alla terra come digestato. Inoltre, permette di uscire dal solo orizzonte aziendale e di valorizzare questo materiale sul mercato; in tal modo si agevola il territorio facendo "sistema" e promuovendo una logica di filiera produttiva a ciclo chiuso e di protezione dell'ambiente.

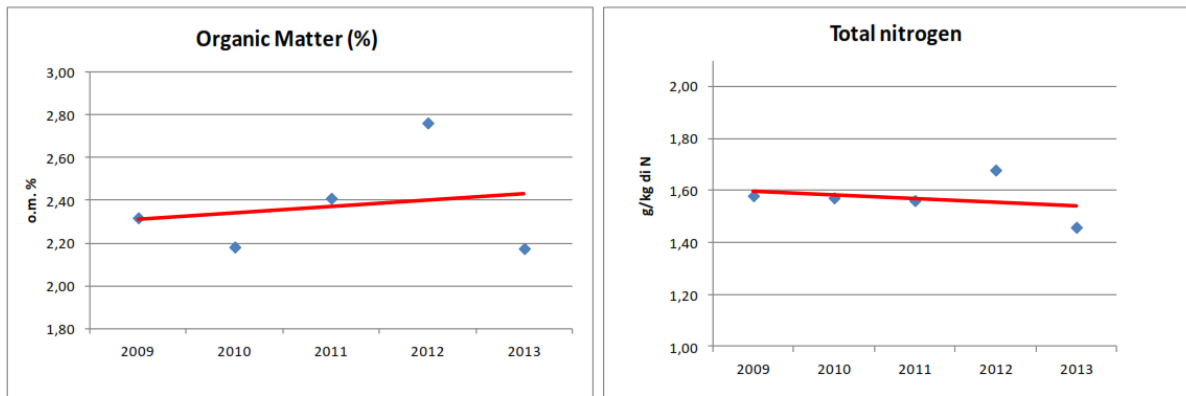
Alcuni vantaggi dell'uso agronomico del digestato sono:

- la valorizzazione di uno "scarto" di lavorazione, con recupero parziale dei costi di gestione dei reflui zootecnici;
- la possibilità di disporre di un materiale con proprietà ammendanti, stabilizzato ed igienizzato;
- la possibilità di combinare il processo di digestione anaerobica con tecniche di rimozione e abbattimento dell'azoto;
- la possibilità di utilizzare a distanza la frazione solida, data l'elevata concentrazione di sostanza secca, rendendo così gli effluenti di allevamento più adattabili ad un uso consortile;
- una maggiore efficienza nella gestione dell'azoto (la frazione liquida è ricca di azoto ammoniacale).

L'adozione del modello del "Biogasfattobene®", integrando l'apporto di azoto organico stabilizzato con una copertura del suolo per tutto l'anno, porta ai seguenti effetti [18]:

- aumento della qualità del terreno in termini di fertilità e contenuto di sostanza organica grazie al regolare ritorno al suolo del digestato;
- miglioramento della qualità delle acque dovuto ad una riduzione delle perdite di azoto per lisciviazione e dell'inquinamento delle falde acquifere;
- miglioramento della stabilità idrogeologica, in quanto il terreno è costantemente coperto da coltivazioni e anche i terreni abbandonati possono essere coltivati per la produzione di biomassa;
- aumento della capacità del suolo di trattenere l'acqua correlato all'aumento della materia organica.

In Figura 12 si osservano alcuni effetti sul terreno dell'applicazione del modello osservati in un caso reale.



Source: Data Pioneer Hi-Breed from Coop. Speranza Farm (Turin) Elab. G. Bezzi, 2015

Figura 12 Andamento del contenuto di sostanza organica e di azoto totale in un terreno del Nord Italia [2]

7. Best practices

Si riportano di seguito esempi di best practices relative alla produzione e utilizzo del biogas/biometano e valorizzazione del digestato in Italia e in Europa (Francia e Svezia).

1. Caraverde Energia di Caravaggio (BG)

L'impianto di Caraverde Energia, nel comune di Caravaggio (BG), è stato premiato dal comitato scientifico internazionale di EXPO 2015 tra le migliori pratiche mondiali per lo sviluppo sostenibile e la sicurezza alimentare. L'impianto (da 999 kWe) è stato attivato nell'ottobre del 2014 e coinvolge 9 aziende zootecniche del comprensorio, grazie ad un sistema composto da 22 km di condotte interrato che consentono di trasferire gli effluenti di allevamento di 25.000 capi di suini e 1.800 bovini direttamente all'impianto (per un totale di oltre 100.000 m³/anno). La dieta dell'impianto è completata con 9.000 tonnellate di sottoprodotti (di cui il 92% prodotti in azienda e l'8% reperiti in ambito locale). Il biogas ottenuto dal processo di fermentazione produce 8 milioni di kWh di energia elettrica rinnovabile, pari al fabbisogno di un anno di 4.000 famiglie.

L'impianto, grazie alle condotte interrato, riduce le emissioni da traffico veicolare per il trasporto su gomma degli effluenti. Una sezione di trattamento consente di produrre fertilizzante utilizzando esclusivamente energia elettrica e termica prodotta dalla sezione cogenerativa. Le vasche di stoccaggio sono completamente coperte. Il progetto presenta una forte innovazione nei sistemi tecnologici e gestionali e adotta un sistema ad alta efficienza per la rimozione dell'azoto dai reflui digestati. La tecnologia utilizzata è costituita da trattamenti fisici sequenziali e da un trattamento chimico di strippaggio dell'azoto ammoniacale. La frazione liquida chiarificata che ne risulta viene scaricata in pubblica fognatura rispettando i limiti di legge (Figura 13).

L'impianto contribuisce a una riduzione di 3.400 tonnellate di emissioni di CO₂ all'anno e consente di recuperare un biofertilizzante verde utilizzato per restituire sostanza organica al terreno, contribuendo al tempo stesso a un modello di agricoltura *carbon negative* [36][37].

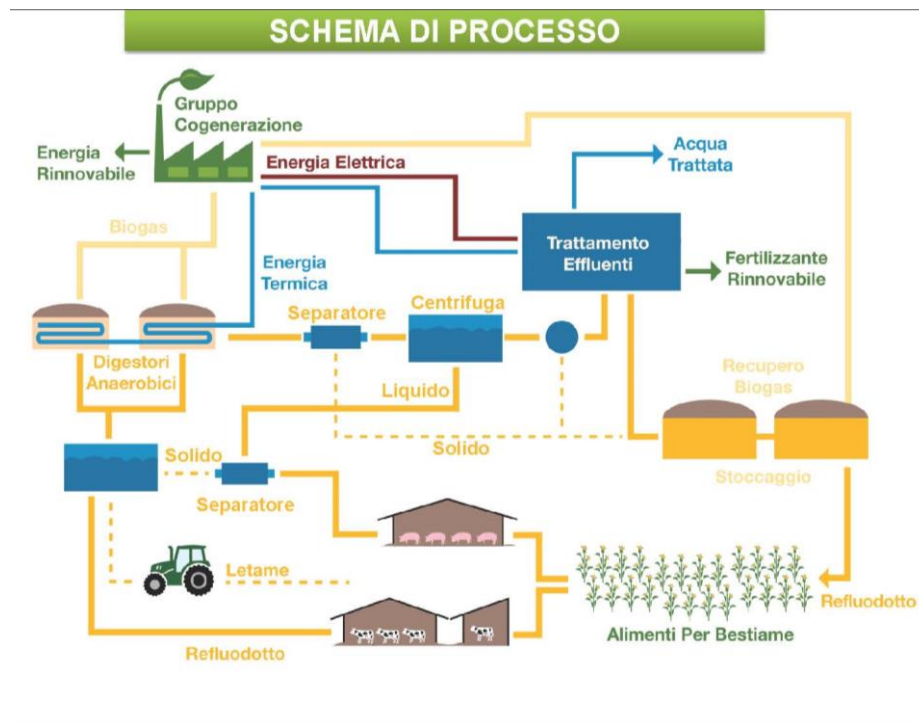


Figura 13 Schema di processo dell'impianto di Caraverde Energia (BG)

2. A.R.T.E. di Cerignola (FG)

L'impianto di A.R.T.E., nel comune di Cerignola (FG), rappresenta oggi una best practice di economia circolare nel settore agricolo grazie alla capacità di recuperare scarti agricoli e "restituirli" alla terra sotto forma di digestato per la biofertilizzazione dei suoli (Premio Best Practices 2016 a Bioenergy Italy, Cremona).

In 8 anni di vita l'impianto pugliese è passato da un uso esclusivo di colture dedicate cerealicole a una varietà crescente di materie prime e di sottoprodotti, grazie alla scelta aziendale di diversificare notevolmente le colture (anche leguminose e oleaginose, canapa compresa), di passare al biologico e di trasformare direttamente in azienda vari prodotti (es. paste da Senatore Cappelli). Le tecniche di semina su sodo unite all'uso agronomico del digestato hanno consentito di restituire sostanza organica a terreni fortemente salinizzati per la vicinanza alle saline di Margherita di Savoia.

La materia prima proviene da paglie di cereali, leguminose e oleaginose – sottoprodotti della lavorazione di paste, cereali perlati, leguminose e oleaginose decorticate in azienda – sanse bifasiche e vinacce – favino e altre colture autunno-invernali (70 ha) – sorgo (30 ha) – 'tifa' (pianta spontanea del Gargano che ostacola la

nidificazione degli uccelli migratori). Il 70% è autoprodotta, il 20% proviene da filiera locale, il 10% da filiera tracciata.

L'impianto è da 625 kWe – 900 kWt con una produzione di 4.790 MWhe e 3.260 MWht. Il calore prodotto, oltre a riscaldare i digestori, è utilizzato per alimentare l'essiccatoio e riscaldare gli uffici aziendali. Anche l'energia elettrica autoprodotta viene in parte utilizzata per alimentare tutte le lavorazioni aziendali e l'impianto. Il digestato viene in parte essiccato e ha sostituito completamente l'utilizzo di concimi chimici sui terreni aziendali, già certificati biologici dal giugno 2015. Le analisi di laboratori confermano un aumento di carbonio organico nei terreni da 1,18 a 1,27% in 7 anni.

Diversi i vantaggi derivanti dalle scelte fatte dalla società agricola, a partire dalla riduzione dei costi in bolletta e dal contributo alla lotta ai cambiamenti climatici, con il risparmio in atmosfera di 2.400 tonnellate di CO₂ l'anno [36][38].

3. CAT di Correggio (RE)

L'impianto di biogas della CAT è il primo certificato in Italia secondo il disciplinare del marchio biogasfattobene®.

La CAT (Cooperativa Agroenergetica Territoriale) di Correggio è una cooperativa formata da 26 aziende agricole e 5 cantine sociali (che a loro volta associano circa 3.500 viticoltori). Nel 2009, a seguito della crisi della bieticoltura dopo la riforma UE del 2005, la CAT ha dovuto reinventare la sua attività. Il progetto di biogas è stato condiviso con la cittadinanza e non coinvolge la totalità delle attività aziendali: solo il 23% della superficie agricola utilizzata dai soci, infatti, è utilizzata per produrre biogas (all'incirca le stesse superfici dismesse dalla coltivazione delle barbabietole da zucchero non utilizzate). È stato creato un sistema agricolo circolare dove la vocazione alimentare del territorio si concilia bene con le agroenergie, grazie anche alla struttura cooperativa. Le aziende hanno cambiato il loro modo di coltivare, scegliendo di tenere il terreno sempre coperto con il secondo raccolto grazie all'utilizzo del digestato, che va a sostituirsi ai fertilizzanti chimici.

Quasi il 40% delle materie prime per l'alimentazione dei digestori è costituito da scarti agroindustriali e liquami zootecnici di due allevamenti. Il grosso dei sottoprodotti utilizzati nell'impianto è rappresentato da circa 2 mila tonnellate di raspi d'uva provenienti da 15 centri di pigiatura dell'uva. A queste biomasse si aggiungono oltre 6 mila metri cubi all'anno di reflui zootecnici e circa 1.350 tonnellate di polpe di barbabietola conferite dai soci. Per garantire la necessaria continuità di funzionamento dell'impianto, gli scarti agroindustriali e i liquami sono integrati da biomasse da colture dedicate (tra cui triticale, sorgo

zuccherino e mais). Sui terreni a triticale, che si raccoglie a fine maggio, i soci della CAT seminano poi in secondo raccolto la soia a fini alimentari.

L'impianto ha una potenza di 999 kWe e produce all'anno 7,5 milioni di kWh di energia elettrica immessa in rete (al netto di una quota del 7-8% destinata all'autoconsumo) e 6,5 milioni di kWh di energia termica. Quest'ultima è in parte sfruttata per mantenere in temperatura i digestori, per la climatizzazione degli uffici amministrativi e, da più di un anno, anche per il funzionamento di un essiccatoio di foraggio, rivolto a soci e non. Attualmente si stanno studiando altri possibili impieghi del calore residuo disponibile.

Questo modello di business all'insegna dell'efficienza e della sostenibilità è valso alla CAT numerosi premi: quello conferito da Legambiente Emilia-Romagna nel 2012 per il carattere innovativo del progetto, i riconoscimenti conquistati sotto l'egida del concorso Oscar Green 2010 della Coldiretti nella categoria "Impresa nuova" e nell'ambito della rassegna Bioenergy 2012 della Fiera di Cremona e, per ultimo, il certificato di impianto in conformità al disciplinare del biogasfattobene®, consegnato dall'Onorevole Giuseppe Castiglione (Sottosegretario del Mipaaf) lo scorso 21 settembre a Correggio (RE) [19][20].

4. Comunità Urbana di Lille Metropole (Francia)

La Comunità Urbana di Lille Metropole (Lille Métropole Communauté Urbaine) comprende il comune di Lille e la circostante area metropolitana (per un totale di 85 comuni e ca. 1,2 milioni di abitanti). L'autorità cittadina è responsabile della raccolta e del trattamento dei rifiuti e incarica per lo svolgimento di queste attività una società privata mediante gara pubblica.

La FORSU viene raccolta in modo differenziato dal 1994. L'impianto di digestione anaerobica ha una capacità di 108.000 t/anno e produce 7,4 milioni m³/anno di biogas. La maggior parte di questo biogas viene trasformato in biometano (produzione di 4,1 milioni m³/anno): il biogas grezzo viene compresso ad una pressione di 9 bar e poi iniettato in due torri di lavaggio con una capacità totale di 1.200 Nm³/h. Il biometano così ottenuto viene post-trattato in modo da poter raggiungere le caratteristiche tecniche dei carburanti così come definite dai regolamenti tecnici.

Nell'Ottobre 2010, Lille Metropole ha ottenuto la licenza per gestire il gasdotto che collega l'impianto di biogas al deposito della vicina stazione degli autobus. Le prove di alimentazione del primo bus con il biometano si sono concluse con successo alla fine del 2010. In parallelo, parte del biometano prodotto viene iniettato nella rete del gas naturale (Figura 14).



Figura 14 Biometano a Lille (Francia)

L'esperienza di Lille è riportata e descritta da EBA (European Biogas Association) nel suo documento "Success Stories: anaerobic digestion of biodegradable municipal solid waste in European cities" [21].

5. Västblekinge Miljö AB (Mörum, Svezia)

Västblekinge Miljö AB è una società di compostaggio di rifiuti organici di proprietà del governo con sede a Mörum, sulla costa meridionale della Svezia. Nel 2012, un impianto di biogas è stato integrato in quello esistente di compostaggio con il duplice scopo di sfruttare il potenziale energetico dei rifiuti organici e di ridurre gli odori molesti provenienti dal compost.

I rifiuti organici vengono consegnati mediante camion e scaricati all'interno di un deposito chiuso. Una gru li trasferisce ad un tritatore a flusso incrociato. Vengono quindi trasportati, mediante nastro trasportatore, ad un vaglio stellare che separa il materiale grossolano e fine.

Dopo la fase di triturazione e screening, i rifiuti vengono stoccati in contenitori a fondo scorrevole e poi trasferiti automaticamente mediante nastri trasportatori ai digestori.

I digestori dell'impianto sono due, del tipo con flusso a pistone e dotati di agitatori orizzontali. Il movimento lento degli agitatori mescola accuratamente il substrato, impedendo la formazione di schiuma.

Il digestato viene pompato in due separatori che lo separano in fase solida e liquida. Il solido viene sottoposto a compostaggio insieme al materiale grossolano rimosso in fase di vagliatura. Il liquido viene immagazzinato in un serbatoio di stoccaggio del digestato coperto, fino al suo utilizzo in agricoltura come fertilizzante.

Il biogas subisce un processo di upgrading (mediante impianto di water scrubbing della *Malmberg*) per raggiungere la qualità del gas naturale. Viene poi distribuito attraverso stazioni di rifornimento, per essere usato come combustibile per camion e vetture. Di seguito i principali dati dell'impianto [22][39]:

Tabella 3 Principali dati dell'impianto di Mörrum (Svezia)

Anno di costruzione	2012
Substrati	Rifiuti organici, rifiuti verdi
Quantità	20.000 t/anno
Capacità dei digestori	2*800 m ³
Temperatura, tempo di ritenzione	55 °C (condizioni termofile), 27 gg
Tecnologia upgrading	Water scrubber
Produzione di biometano	1,7 milioni Nm ³ /anno

8. Aspetti economici

La convenienza economica di un impianto per la produzione di **biogas** dipende da numerose variabili correlate alle specifiche esigenze di installazione (potenza dell'impianto, tipologia di impianto, ecc.) e ai materiali avviati a digestione (soli effluenti zootecnici, codigestione di reflui zootecnici e colture energetiche e/o scarti agro-industriali, ecc.).

Costi di impianto

I costi di costruzione dell'impianto vengono normalmente espressi in euro per chilowatt (kW) di potenza elettrica installata. Attualmente il mercato è orientato su valori compresi tra 3.000 e 4.500 euro/kW per gli impianti con potenza oltre 500 kW e di 6-7.000 euro/kW per gli impianti di piccole dimensioni (fino a 250 kW). In Figura 15 tale costo di costruzione è ripartito tra opere civili, opere elettromeccaniche e cogeneratore.

Ipotesi assunte	Fino a 250 kW		Tra 250 e 500 kW		Oltre 500 kW	
	Minimo	Massimo	Minimo	Massimo	Minimo	Massimo
Componenti impianto	(euro/kW)		(euro/kW)		(euro/kW)	
- Opere civili	2.300	3.000	2.000	2.300	1.400	2.000
- Opere elettromeccaniche	2.000	2.500	1.500	2.000	1.000	1.500
- Cogeneratore	1.200	1.500	1.000	1.200	600	1.000
TOTALE:	5.500	7.000	4.500	5.500	3.000	4.500

Elab. Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases (Università degli Studi di Padova) da un campione di impianti [23]

Figura 15 Costi unitari per la costruzione di impianti per la produzione di biogas

Il costo annuale di gestione è composto principalmente dalle spese ordinarie di esercizio e di manutenzione (costi ordinari) e dalla rata del mutuo annuale e dall'ammortamento del capitale proprio (costi finanziari).

In Figura 16 si riportano delle indicazioni di massima circa il valore dei costi ordinari per un impianto di biogas:

Capitoli di spesa	Potenza elevata (\geq 1MW) Minimo (euro/kWh)	Potenza ridotta (< 200 kW) Massimo (euro/kWh)
- Gestione e manutenzione ordinaria impianto	0,015	0,020
- Full service cogeneratore	0,020	0,040
TOTALE:	0,035	0,060

Figura 16 Costi ordinari di un impianto per la produzione di biogas [24]

Di conseguenza un impianto da 1 MWe che funziona 8.000 ore/anno ha un costo di gestione di circa 280.000 euro/anno.

Di seguito invece è indicato come si calcola il costo della rata annuale del mutuo, ipotizzando un importo finanziabile di 4.000 euro/kW e una durata del mutuo di 15 anni. La quota di ammortamento è rapportata alle ore di funzionamento dell'impianto (8.000) per ottenere un costo in euro/kWh.

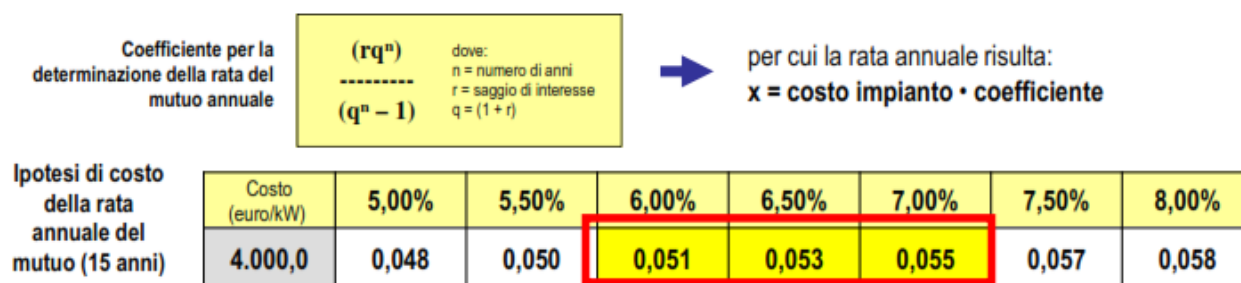


Figura 17 Costi finanziari di un impianto per la produzione di biogas [24]

Costo della biomassa

Nel caso in cui si usino colture dedicate per l'alimentazione dell'impianto, si deve tenere conto del costo della biomassa, distinguendo 3 diversi scenari:

- 1) produzione della biomassa su terreni di proprietà,
- 2) produzione della biomassa su terreni in affitto,
- 3) acquisto della biomassa in base al mercato dei cereali.

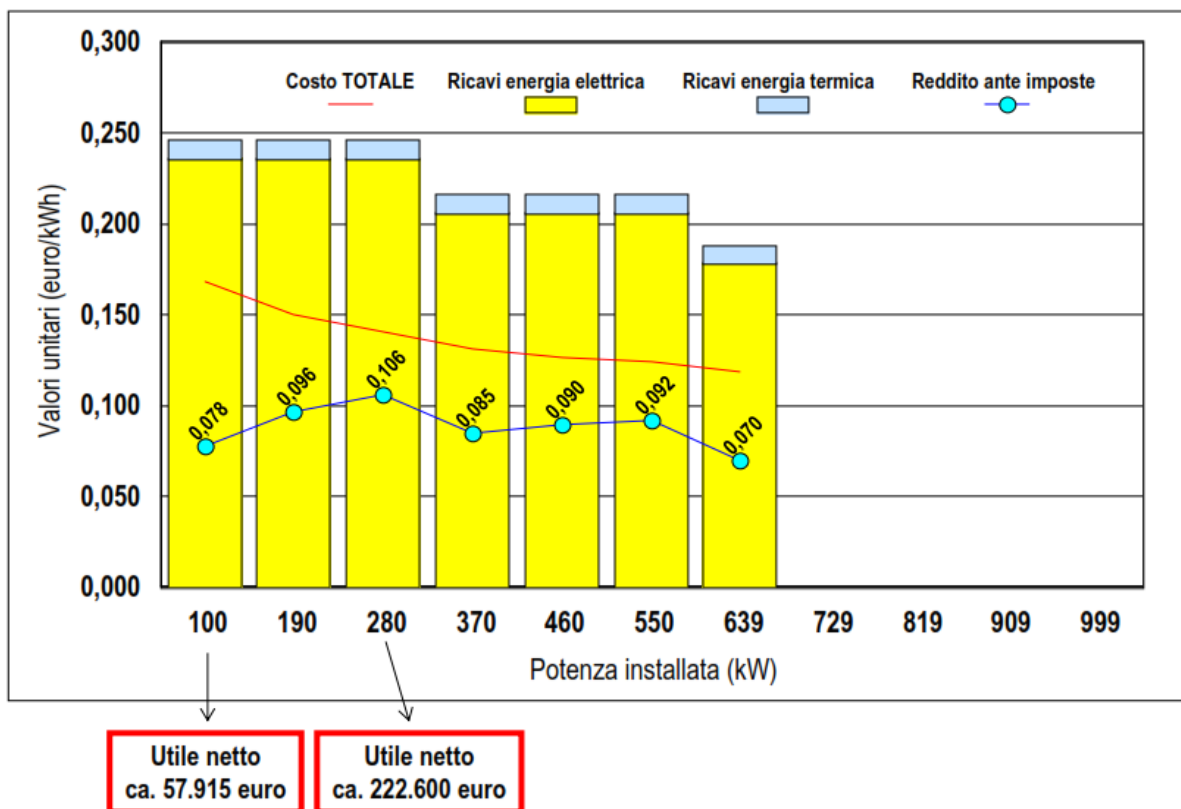
Valori medi indicativi sono di 0,095 euro/kWh (per il caso 1), 0,150 euro/kWh (caso 2) e 0,155 euro/kWh (caso 3) [24].

Costi di trasporto

I costi di trasporto della biomassa in ingresso e del digestato in uscita dall'impianto dipendono essenzialmente dalla distanza e dal quantitativo complessivo di matrice organica. Ipotizzando una distanza massima di 30 km per un carico di circa 60 t/kW (insilato e fase solida del digestato da trasportare fuori dai terreni aziendali), il costo unitario del vettore sarà pari a 5,75 euro/t (corrispondenti a 0,043 euro/kWh, se si considera un tempo di funzionamento dell'impianto di 8.000 ore/anno) [25]. I costi complessivi di trasporto per un impianto da 1 MWe risultano quindi essere di 344.000 euro/anno.

Ricavi

I ricavi sono quelli derivanti dall'ottenimento delle tariffe incentivanti ai sensi del nuovo decreto 23 giugno 2016 (si rimanda al paragrafo 10.2 per maggiori dettagli), oltre alle maggiori entrate economiche di cui può beneficiare l'azienda che applica rigorosamente il modello del Biogasfattobene®. In Figura 18 sono visibili i ricavi di impianti per la produzione di biogas alimentati con soli reflui zootecnici e incentivati con il DM 6 luglio 2012 (alla tariffa base si è aggiunto il premio per il recupero e l'impiego dell'energia termica utile). Come si nota, i ricavi sono di gran lunga superiori ai costi. La tendenza rimane confermata nel caso si applicassero le tariffe del nuovo DM.



Fonte: Ragazzoni, 2013 [24]

Figura 18 Analisi economica di impianti per biogas alimentati con sottoprodotti di origine biologica con la tariffa incentivante in vigore dal 1° gennaio 2013

Valutazioni del tutto simili possono essere fatte per valutare la convenienza economica degli impianti che producono **biometano**. In questo caso, però, al posto del cogeneratore c'è un sistema di upgrading e, inoltre, il meccanismo di incentivazione è ben diverso (paragrafo 10.2). Di seguito si riportano i risultati di

un'analisi dei costi di produzione del biometano svolta prendendo in esame il valore minimo dei costi delle varie tecnologie presenti sul mercato [23].

Tabella 4 Costi di produzione del biometano (in euro/m³) al variare della taglia di impianto

Dimensione	100 (m ³ /h)	250 (m ³ /h)	500 (m ³ /h)	1000 (m ³ /h)
Colture energetiche				
Produzione del biogas	1,00	0,83	0,68	0,58
Upgrading	0,27	0,22	0,16	0,12
Compressione e distribuzione	0,15	0,15	0,15	0,15
Produzione del biometano	1,42	1,20	0,99	0,85
Misto (30% colture dedicate, 70% reflui zootecnici)				
Produzione del biogas	0,89	0,74	0,52	0,44
Upgrading	0,27	0,22	0,16	0,12
Compressione e distribuzione	0,15	0,15	0,15	0,15
Produzione del biometano	1,31	1,11	0,83	0,71

Elaborazione Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases (Università degli Studi di Padova) su dati Althesys [23]

Nel caso in cui si utilizzi la FORSU come biomassa per la digestione anaerobica, ai costi sopra citati occorre aggiungere quelli relativi ai sistemi di contenimento degli odori e ad una linea di pre-trattamento che si rende necessaria per eliminare i materiali indesiderati (anche se proveniente da raccolta differenziata, sono presenti inerti, plastiche, ecc.). Ad esempio, la linea di pre-trattamento ad umido (idropulper) della FORSU in un impianto di digestione anaerobica, con una capacità di trattamento di 20.000 - 30.000 t FORSU/anno, può costare circa 1,5 milioni di euro, pari a circa il 20% dell'investimento globale.

9. I benefici ambientali del biogas e del biometano

Il principale beneficio ambientale apportato dagli impianti di biogas/biometano consiste in un importante contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera.

Una quota consistente delle emissioni globali di metano (si stima intorno al 15-18%) deriva proprio dai processi digestivi e dalle deiezioni animali, soprattutto di bovini e suini. Gli impianti di biogas/biometano intercettano e trasformano parte di questo metano in energia rinnovabile: ogni m³ di biogas prodotto corrisponde a circa 10 kg di CO₂ evitati in atmosfera [40].

Inoltre, biogas e biometano sono combustibili rinnovabili e in quanto tali sono caratterizzati da emissioni di CO₂ equivalenti del ciclo di vita molto ridotte. In Tabella 5 si può notare che una vettura alimentata a biometano produce emissioni di gas a effetto serra paragonabili a quelle di una vettura elettrica alimentata da un parco eolico.

Tabella 5 Emissioni di gas serra WTW per veicoli alimentati a combustibili fossili, biocarburanti ed elettrici

CONFRONTO EMISSIONI CO ₂ *	
Benzina**	164
Diesel	156
Gpl	141
Gas naturale	124
Etanolo	111
Gas naturale con il 20% di biometano	100
Biodiesel	95
Veicoli elettrici	75
Idrogeno 100% da eolico	8
Veicoli elettrici 100% da eolico	5
Biometano 100%	5

* Valori espressi in gCO_{2eq}/km

** Veicolo di riferimento: motore a scoppio con consumo di 7 litri di benzina per 100 km

Fonte: Dena, Agenzia tedesca per l'energia

Dal punto di vista delle emissioni inquinanti, la combustione del biogas presenta tutti i vantaggi tipici del gas metano rispetto agli altri combustibili fossili: livelli molto bassi di idrocarburi volatili e di ossidi di azoto e azzeramento di sostanze molto pericolose per la salute come benzene, zolfo e polveri sottili.

L'uso del biometano come alternativa al gasolio per l'autotrazione porta ad un significativo miglioramento della qualità dell'aria, per quanto riguarda NO_x e particolato.

In generale è importante precisare che le emissioni dalla produzione all'uso del biogas e del biometano possono essere fortemente influenzate dalla biomassa di partenza. Per esempio, le emissioni di CO_2 , CO , NO_x , idrocarburi e particolato possono differire di 3-4 volte tra colture dedicate, residui colturali, liquami, scarti dell'industria alimentare e FORSU; le differenze sono ancora più importanti, fino a 11 volte, per le emissioni di SO_2 . In particolare, le maggiori emissioni di questo inquinante si osservano per le colture dedicate e sono sostanzialmente legate a processi differenti dalla combustione di biogas, quali il consumo di fertilizzanti [26].

10. L'iter autorizzativo e gli incentivi in Italia

10.1 Procedure autorizzative (breve rassegna)

Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 prevede che l'autorizzazione degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili debba essere basata su procedure amministrative semplificate, accelerate, proporzionate e sulla base delle specifiche caratteristiche di ciascun impianto. I regimi autorizzativi vengono regolati attraverso:

- Autorizzazione Unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, come modificato dall'articolo 5 del decreto; si applica agli impianti alimentati da gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas di potenza superiore a 250 kWe.
- Procedura Abilitativa Semplificata (PAS), che ha sostituito la Denuncia di Inizio Attività (DIA) e la Segnalazione Certificata di Inizio Attività (SCIA); si applica agli impianti alimentati da gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas di potenza fino a 250 kWe, a meno che non ricadano nella fattispecie di quelli realizzati in edifici esistenti o operanti in cogenerazione, per i quali valgono altri riferimenti normativi. Regioni e Province autonome possono estendere la soglia di applicabilità della PAS per impianti di potenza fino a 1 MWe.

Gli impianti alimentati a biogas realizzati in edifici esistenti sono soggetti al regime della Comunicazione relativa alle Attività in Edilizia Libera (CAEL), se compatibili con il regime di Scambio sul Posto, e a condizione che non alterino i volumi, le superfici, le destinazioni d'uso, il numero delle unità immobiliari, non implicino incremento dei parametri urbanistici e non riguardino le parti strutturali dell'edificio (DPR n. 380/2001, art. 123 e art. 3). Con riguardo agli impianti di cogenerazione, il comma 20 dell'articolo 27 della L. n. 99/2009 e s.m.i. prevede il regime della Comunicazione per quelli con potenza fino a 50 kWe (micro cogenerazione) e il regime dalla PAS per impianti operanti in assetto cogenerativo fino a 1000 kWe o 3000 kWt (piccola cogenerazione).

Possono tuttavia essere stabilite delle eccezioni a queste tipologie di iter autorizzativi, connesse con il problema di un eccessivo affollamento di impianti nella stessa zona. Ai sensi dell'articolo 4 comma 3 del decreto, "Al fine di evitare l'elusione della normativa di tutela dell'ambiente, del patrimonio culturale, della salute e della pubblica incolumità, (...) le Regioni e le Province autonome stabiliscono i casi in cui la presentazione di più progetti per la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili e localizzati nella medesima area o in aree contigue sono da valutare in termini cumulativi nell'ambito della valutazione di impatto ambientale".

Quanto specificato è riepilogato nella tabella che segue:

Tabella 6 Regimi autorizzativi previsti dalle norme nazionali per gli impianti a biogas

Comunicazione	PAS	Autorizzazione Unica
<ul style="list-style-type: none"> - Impianti in regime di Scambio sul Posto realizzati in edifici esistenti - Impianti di cogenerazione \leq 50 kW 	<ul style="list-style-type: none"> - Impianti a biogas \leq 250 kW - Impianti di cogenerazione 50 kWe -1 MWe (o 3000 kWt) 	<ul style="list-style-type: none"> - Impianti a biogas > 250 kW - Impianti di cogenerazione > 1 MWe (o 3000 kWt)

Procedura Abilitativa Semplificata

La PAS prevede che il futuro proprietario dell'impianto presenti al Comune una dichiarazione accompagnata da una relazione dettagliata di un progettista abilitato e dagli elaborati progettuali, che attestino la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici e i regolamenti edilizi vigenti, nonché il rispetto delle norme di sicurezza e di quelle igienico-sanitarie. Alla dichiarazione vanno allegati gli elaborati tecnici per la connessione alla rete. Il Comune deve produrre il proprio parere sull'attività in oggetto entro 30 giorni, oltre i quali vale il principio del silenzio assenso.

Autorizzazione Unica

È quel procedimento autorizzativo unico che implica la convocazione della Conferenza dei Servizi. Nella Conferenza dei servizi sono prodotti tutti i pareri, le autorizzazioni, i nulla osta e gli assensi di tutte le amministrazioni coinvolte nel procedimento amministrativo.

Il d.lgs. 28/2011 prevede che il termine massimo per la conclusione del procedimento unico non possa essere superiore a 90 giorni.

Nelle varie regioni d'Italia l'autorità competente in materia può essere la Provincia, la Regione o entrambe.

In assenza di linee guida nazionali, molte Regioni hanno regolato con atti propri, e in vario modo, lo svolgimento del procedimento unico per il rilascio dell'autorizzazione, sia in termini generali (anche con riferimento allo svolgimento delle procedure di valutazione di impatto ambientale (VIA) connesse), sia riguardo alla casistiche delle diverse fonti.

Sotto questo punto di vista è stata positiva l'approvazione nel 2010 delle Linee Guida nazionali per lo svolgimento del procedimento autorizzativo unico che, ai sensi dell'art. 12 comma 10 del d.lgs. 287/2003, attribuiscono alle Regioni la facoltà di individuare aree non idonee alla installazione di specifiche tipologie di impianti, in base a considerazioni oggettive come ad esempio la vicinanza a siti di interesse culturale, aree naturali, parchi archeologici, ecc.

Le applicazioni di queste linee guida sono state molto diverse da regione a regione: per il biogas sono state individuate zone non idonee in 6 regioni.

Sotto il profilo delle procedure nazionali di valutazione ambientale, gli impianti a biogas ricadono:

- tra quelli per i quali è prevista la procedura di Verifica di Assoggettabilità (VA) (Allegato IV, Parte II, punto 2, lettera a, d.lgs. 152/2006 e s.m.i.) in quanto “impianti termici per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 50 MW”;
- tra quelli per i quali è prevista la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) (Allegato III, Parte II, lettera c, d.lgs. 152/2006 e s.m.i.) come “impianti termici per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 150 MW”.

Sette Regioni sono intervenute sulle proprie norme di valutazione ambientale dei progetti per impianti a biogas utilizzando i diversi strumenti di intervento possibili, in particolare quelli di variazione delle soglie, le tipologie di progetto da sottoporre a VA o VIA, e la valutazione cumulativa degli effetti ambientali, introducendo criteri più restrittivi rispetto alle soglie e tipologie previste dalla normativa nazionale.

Per ulteriori dettagli, anche in merito alla regolazione regionale, si rimanda al documento del GSE (Gestore dei Servizi Energetici) “Regolazione regionale della generazione elettrica da fonti rinnovabili - Aggiornamento al 31 dicembre 2013” [27].

BIOMETANO

Intervenendo sul d.lgs. 28/2011, il decreto legge 91/2014 - convertito in legge n. 116/2014 - ha chiarito il regime autorizzativo degli impianti per la produzione di biometano, specificando che la PAS si applica:

- ✓ ai nuovi impianti di produzione di biometano di capacità produttiva non superiore a 500 standard metri cubi/ora;
- ✓ alle opere di modifica e agli interventi di parziale o completa riconversione alla produzione di biometano di impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione, che non comportano aumento e variazione delle matrici biologiche in ingresso.

In tutti i casi diversi da quelli sopra elencati, l'impianto per la produzione di biometano va autorizzato mediante il procedimento di Autorizzazione unica.

10.2 Incentivi

BIOGAS

Gli impianti a biogas godono degli incentivi previsti dal nuovo decreto per le rinnovabili elettriche non fotovoltaiche (**DM 23 giugno 2016**), che aggiorna i meccanismi d'incentivazione degli impianti a fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, introdotti dal DM 6 luglio 2012.

Tale decreto, in vigore fino al 31 dicembre 2016, stanZIA 105 milioni per l'incentivazione degli impianti a biomasse e biogas di piccola, media e grande taglia, che sono rispettivamente soggetti a diversi meccanismi di accesso agli incentivi: accesso diretto, registri, aste al ribasso. Per accedere direttamente agli incentivi, gli impianti a biogas devono avere una potenza non superiore a 100 kW.

Per impianti di potenza fino a 500 kW che scelgono di richiedere la tariffa omnicomprensiva - TO (che comprende cioè anche la remunerazione dell'energia che viene ritirata dal GSE), le tariffe incentivanti previste per il biogas dal decreto sono illustrate in Figura 19 (cornice rossa), in funzione della potenza dell'impianto e della tipologia di dieta utilizzata.

Tipologia di dieta utilizzata	Potenza	Tariffa incentivante base 2013 per 20 anni	Tariffa incentivante base 2016 per 20 anni
	kW	euro/kWh	euro/kWh
Prodotti di origine biologica	1<P≤300	0,180	0,170
	301<P≤600	0,160	0,140
	600<P≤1.000	0,140	0,120
	1.000<P≤5.000	0,104	0,097
	P>5.000	0,091	0,085
Sottoprodotti di origine biologica (**)	1<P≤300	0,236	0,233
	301<P≤600	0,206	0,180
	600<P≤1.000	0,178	0,160
	1.000<P≤5.000	0,125	0,112
	P>5.000	0,101	---

** sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-A dei DM; rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)

Figura 19 Tariffe base per impianti di biogas ai sensi del DM 23 giugno 2016 (destra) comparate con quelle ai sensi del DM 6 luglio 2012 (sinistra)

Come si evince chiaramente, il decreto favorisce gli impianti di piccola taglia (con potenze fino a 300 kW) alimentati con sottoprodotti di origine biologica (come ad es. effluenti zootecnici, residui colturali, scarti agroindustriali, ecc.). Il biogas da FORSU è incentivato con le medesime tariffe riservate ai sottoprodotti. È prevista una riduzione del 5% delle tariffe per gli impianti a biogas di potenza superiore a 300 kW, qualora non rispettino determinate condizioni (allegato 1 al decreto).

Gli altri impianti (di potenza superiore a 500 kW) hanno diritto all'ottenimento di un incentivo - I, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base e il prezzo zonale orario dell'energia. In questo caso l'energia prodotta resta nella disponibilità del produttore, che la venderà sul mercato.

Gli impianti che accedono direttamente agli incentivi (di potenza non superiore a 100 kW) possono richiederli per tutto il 2017. Alla data attuale (inizi dicembre 2016) il GSE ha già pubblicato le graduatorie degli impianti iscritti in posizione utile ai Registri e per la fine del mese si attendono quelle degli impianti aggiudicatari delle procedure d'asta.

Potranno ancora beneficiare delle **tariffe incentivanti e degli eventuali premi del DM 6 luglio 2012** gli impianti che presenteranno **richiesta di accesso diretto agli incentivi ai sensi del DM 23 giugno 2016** o risultano ammessi in posizione utile ai Registri del medesimo Decreto, purché entrati **in esercizio entro il 29 giugno 2017** [41].

Si è in attesa del nuovo decreto che regolerà l'incentivazione degli impianti alimentati a biogas nei prossimi anni.

BIOMETANO

Attualmente l'incentivazione del **biometano** è disciplinata dal **DM 5 dicembre 2013**. Il Decreto prevede tre tipologie di incentivazione per il biometano immesso nella rete del gas naturale, a seconda della sua destinazione d'uso:

- Un incentivo monetario per il biometano immesso nella rete di trasporto o di distribuzione del gas naturale, senza specifica destinazione d'uso.

L'incentivo ha una durata di 20 anni e dipende dal prezzo di mercato del gas naturale. Sono previste maggiorazioni qualora il biometano sia prodotto da sottoprodotti e rifiuti e se la taglia dell'impianto non supera i 500 m³/h di capacità produttiva (metano). Se si considera lo scenario migliore (capacità inferiore a 500 m³ CH₄/h, uso esclusivo di sottoprodotti, ritiro del biometano da parte del GSE), tale incentivo ammonterebbe a 79,6 €/MWh¹ (il Potere Calorifico del gas naturale è assunto mediamente pari a 9,94 kWh/m³).

¹ Per il calcolo si è utilizzato il prezzo medio mensile del gas naturale riscontrato nel mercato del bilanciamento nel mese

- Il rilascio di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) per il biometano immesso nella rete del gas naturale con destinazione specifica per i trasporti.

I CIC vengono rilasciati per un periodo di 20 anni. 1 CIC attesta l'immissione in consumo di un quantitativo di biometano pari a 10 Gcal (o 5 Gcal, nel caso in cui si utilizzino sottoprodotti e rifiuti). Il numero dei CIC spettanti aumenta del 50% per i primi 10 anni, qualora il soggetto produttore immetta il biometano in un nuovo impianto di distribuzione per autotrazione realizzato a proprie spese senza utilizzo della rete di trasporto o distribuzione del gas naturale.

Il prezzo del CIC non è fisso, ma dipende dall'andamento del mercato: da una recente indagine deliberata dal Comitato Biocarburanti e realizzata dal GSE, si è riscontrato che la media pesata dei CIC acquistati e venduti nel 2015 è di 296,15 e 291,63 euro per CIC rispettivamente (equivalenti a circa 0,025 €/kWh). A questo deve sommarsi il ricavo dalla vendita del biometano.

- Un incentivo monetario per il biometano immesso nella rete del gas naturale e utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Per rete del gas naturale vanno intese:

- le reti di trasporto e distribuzione del gas naturale in concessione;
- le altre reti di trasporto (reti private);
- i sistemi di trasporto mediante carri bombolai;
- i distributori di carburanti per autotrazione sia stradali sia a uso privato, compreso l'uso agricolo, anche non connessi alle reti di trasporto e distribuzione.

Il decreto in esame si applica a tutti gli impianti che entrano in esercizio entro il 17 dicembre 2018 [41]. Viste le non poche criticità sollevate dagli addetti ai lavori (una su tutte la mancanza di un prezzo fisso per i CIC), il governo sta attualmente lavorando all'emanazione di un nuovo e più efficace decreto di incentivazione del biometano che riguarderà il periodo dal 2017 al 2022. La bozza è in consultazione pubblica fino al 13 gennaio 2017.

11. Fasi per la realizzazione di un impianto per la produzione di biogas/biometano

L'imprenditore interessato alla realizzazione di un impianto per la produzione di biogas o biometano deve necessariamente svolgere le attività di seguito descritte, supportato quando necessario da personale esperto.

11.1 L'idea progettuale

Inizialmente l'imprenditore deve "farsi un'idea" del progetto che intende realizzare. In questa prima fase dunque, inizia a raccogliere dati e informazioni per fare delle valutazioni qualitative. Le questioni da analizzare riguardano la disponibilità dei substrati, la scelta del sito di installazione, la potenza e la dimensione dell'impianto, l'energia producibile e la gestione del digestato, l'investimento da sostenere ed eventuali agevolazioni esistenti, la forma legale per la costituzione e conduzione dell'impianto.

A tale scopo può essere utile l'uso del tool di calcolo di ISAAC, disponibile al link <http://www.isaac-project.it/il-tool/>, che consente di effettuare uno studio preliminare di fattibilità. Inoltre, è importante visitare impianti esistenti per acquisire esperienza e informazioni. La fase si conclude con la decisione o meno del proponente di proseguire nel progetto.

11.2 Lo studio di fattibilità

La seconda fase del progetto consiste nello studio di fattibilità, che ha lo scopo di analizzare approfonditamente i benefici e i costi energetici ed extraenergetici che l'introduzione di un impianto di digestione anaerobica comporta, per valutare se il proponente sia in grado o meno di ripagare il proprio lavoro e l'investimento sostenuto.

I principali temi da affrontare, con il supporto di professionisti del settore, sono [28][29]:

- 1) inseribilità dell'impianto nell'azienda;
- 2) dimensionamento del digestore e dei relativi accessori tecnologici di gestione e di controllo;
- 3) modalità di conversione energetica;
- 4) gestione del digestato;
- 5) analisi finanziaria dell'investimento.

Le motivazioni per l'inserimento di un impianto di biogas all'interno di un'azienda possono essere diverse: utilizzo energetico degli scarti e sottoprodotti, riduzione delle emissioni e degli odori provenienti dallo stoccaggio e spandimento dei reflui, miglioramento della disponibilità di nutrienti per le piante, autosufficienza energetica, nuove entrate, miglioramento dell'immagine aziendale, ecc. Inoltre, la produzione

di biogas attraverso la digestione anaerobica di biomasse agricole può avere un ruolo decisivo nel risolvere il problema della gestione degli effluenti zootecnici in esubero.

Prima di prendere decisioni, è opportuno che l'imprenditore valuti le diverse possibilità di produzione e utilizzo del biogas per le condizioni presenti in azienda e i possibili rischi, nonché la compatibilità del processo con la gestione degli effluenti in corso e con i vincoli fissati dai piani agronomici di spandimento del digestato.

Qualora decida di proseguire ulteriormente nel suo progetto di biogas, l'imprenditore, con il supporto di personale qualificato, si troverà a dover analizzare le diverse opzioni e dettagli tecnici per la fornitura dei substrati e la produzione e utilizzo del biogas, per vedere se sono vantaggiosi economicamente nel lungo periodo e accettabili da un punto di vista ambientale e sociale.

Il dimensionamento del digestore è la fase da cui si deve partire perché da questo dipendono le rese in biogas e i principali costi delle opere edili. Per la sua stima devono essere considerate:

- la disponibilità complessiva e temporale delle biomasse;
- la qualità delle biomasse e la loro gestione (stoccaggi e manodopera per il carico/scarico);
- il tipo di processo: livello di temperatura, tipo di miscelazione, necessità di ricircolo, eventuali pretrattamenti.

L'imprenditore deve poter quantificare i diversi tipi di substrati disponibili in azienda durante l'anno (in maniera continua, stagionale o saltuaria) e nel contempo analizzare la possibilità di ricevere substrati da altre aziende (sia agricole che industriali) presenti nelle vicinanze. In particolare dovrà sapere che alcuni substrati (specie quelli ad elevato contenuto proteico) possono richiedere dei pretrattamenti prima dell'utilizzo e che le biomasse legnose non sono adatte per la digestione anaerobica.

Sarà data priorità all'impiego di sottoprodotti e scarti aziendali, che si configurano come substrati a costo zero, e alle colture di secondo raccolto. Tuttavia la possibilità di reperire sottoprodotti e rifiuti a costi contenuti (o addirittura nulli) nelle vicinanze dell'impianto non deve essere trascurata, poiché permette di abbattere il costo di produzione del biogas e di massimizzare i benefici economici.

Le biomasse stagionali (quali gli scarti colturali e agroalimentari e le colture energetiche) devono poter essere utilizzate per la maggior parte dell'anno e quindi necessitano di un investimento per le strutture di stoccaggio (insilamento).

La scelta dei substrati deve tener conto anche della produttività della matrice in termini di biogas prodotto per unità di peso [30]. Molti reflui, per esempio, pur essendo disponibili a costo "zero", hanno rese in biogas estremamente basse, tali da suggerire la necessità di codigestione con altre biomasse più produttive. La conoscenza del dato di produzione potenziale di biogas della biomassa e del suo contenuto di sostanza

secca permette di calcolare il costo unitario del biogas producibile (espresso in euro/m³ di biogas), che diventa l'elemento principale per la definizione della razione del digestore.

A questo punto dell'analisi, uno dei parametri che determinano la dimensione del digestore è il carico organico volumetrico, ovvero la quantità di sostanza organica che mediamente si ritiene possa essere caricata giornalmente nell'impianto, considerando anche eventuali riciccoli e apporti di acqua. Il tipo di processo (mono-stadio o bi-stadio, psicrofilo, mesofilo o termofilo, ecc.) influenza la sua efficienza e semplicità di gestione: in linea generale, la suddivisione del digestore in più compartimenti consente di ottenere rese maggiori; all'aumentare della temperatura il processo diventa più efficiente, ma allo stesso tempo più delicato, richiedendo una maggiore professionalità da parte del gestore.

Per quanto concerne l'uso del biogas prodotto, l'analisi di fattibilità deve considerare:

- la quantità e la qualità del biogas;
- le caratteristiche del cogeneratore;
- le possibili tipologie di upgrading e destinazioni d'uso del biometano;
- opzioni per l'utilizzo del calore.

La percentuale di metano (e quindi il contenuto energetico del biogas) cambia a seconda del contenuto di lipidi, proteine e carboidrati delle diverse matrici caricate e della stabilità del processo digestivo.

Al fine di poter utilizzare tutto il biogas prodotto, la potenza elettrica installata (o la capacità di upgrading del sistema installato) e il volume di stoccaggio del gasometro devono tenere conto del fermo macchina, causato dalla manutenzione ordinaria e straordinaria, e delle punte di produzione di biogas.

Nel caso in cui si intenda realizzare un impianto per la produzione di biometano, le varie tecnologie di upgrading vanno confrontate sulla base di parametri, come la pressione di lavoro, il costo energetico, le perdite di metano, l'operatività annua, ecc., per i quali si dispone di valori indicativi che provengono dalle esperienze consolidate disponibili. La scelta della destinazione d'uso del biometano dipenderà dalle condizioni del sito di produzione (distanza dalla rete del gas naturale, ecc.) e da un'analisi incrociata dei criteri di incentivazione esistenti.

L'imprenditore dovrebbe sempre valutare la possibilità di utilizzare il calore utile prodotto dall'impianto all'interno dell'azienda (per il riscaldamento degli ambienti e dell'acqua) o all'esterno (a servizio di serre, abitazioni o altre aziende limitrofe o per l'alimentazione di una rete di teleriscaldamento vicina).

Infine, lo studio di fattibilità deve affrontare i seguenti aspetti inerenti la gestione del digestato:

- trattamento eventuale di separazione solido-liquido e/o riduzione del contenuto di azoto;
- stoccaggi;
- utilizzazione agronomica e compatibilità con le esigenze colturali aziendali.

In particolare, si valuterà se è possibile distribuire il carico totale di azoto presente nel digestato interamente nei terreni a disposizione dell'azienda. Al contempo, sarà necessario ipotizzare interventi e processi idonei alla riduzione dell'azoto nel digestato, per contenere la richiesta di terreni.

Tutti gli investimenti devono essere stimati sulla base della tipologia e della dimensione dell'impianto, devono tenere in considerazione gli accessori necessari (eventuali modifiche dei sistemi di gestione degli effluenti, sistemi di pompaggio e premiscelazione, connessioni alla rete elettrica o del gas naturale, ecc.) e le strutture eventualmente già presenti e utilizzabili.

L'ultimo passo è l'analisi finanziaria, ovvero la definizione contabile di tutte le voci, attive e passive, del flusso di cassa. Normalmente le voci passive da considerare sono: la manutenzione ordinaria del cogeneratore (o dell'unità di upgrading), la manodopera relativa alla gestione delle biomasse e per la gestione ordinaria dell'impianto, la manutenzione ordinaria e straordinaria delle attrezzature, l'assistenza tecnica biologica esterna, imprevisti e spese generali. Sono invece voci attive: la vendita dell'energia prodotta, la valorizzazione dell'energia autoconsumata, l'energia termica e gli eventuali ricavi da conferimenti (sottoprodotti o rifiuti, digestato), gli incentivi nazionali. L'imprenditore avrà così una visione d'insieme dei costi e delle entrate dell'impianto su base annuale. Inoltre, può comparare i dati con la propria situazione economica, fatto essenziale nel processo decisionale.

11.3 Progetto e business plan

Questa fase di sviluppo del progetto è la più importante e difficile da svolgere, poiché prevede da parte del proponente la decisione finale sulla tipologia di impianto e il dettaglio di ogni aspetto del progetto scelto, nonché la redazione di un documento finale utile a banche e autorità per il rilascio delle autorizzazioni e/o la concessione di finanziamenti.

Basandosi sul lavoro svolto nei precedenti step, l'imprenditore e gli esperti che lo supportano faranno una comparazione tra i diversi impianti e soluzioni possibili, per valutare i pro e i contro di ognuno di essi. A tale scopo si serviranno dell'analisi SWOT (Strengths - Weaknesses - Opportunities - Threats), elemento essenziale del business plan, che permette di identificare facilmente e velocemente i punti di forza e debolezza del progetto, le opportunità offerte e le possibili minacce. Un esempio di analisi SWOT per un progetto di biogas è riportato in Tabella 7.

Tabella 7 Esempio di una analisi SWOT per un progetto di impianto di biogas [31]

SWOT	POSITIVI	NEGATIVI
	Punti di forza	Punti di debolezza
Influenze interne	<ul style="list-style-type: none"> • Riutilizzo di sostanze di scarto • Tecnologia di facile costruzione e matura • Buona resa energetica • Possibilità di recuperare calore per alimentare utenze vicine • Nuova fonte di reddito • Sostituzione dei fertilizzanti minerali • Basso tempo di ritorno dell'investimento • Autosufficienza • ... 	<ul style="list-style-type: none"> • Vincoli di dipendenza (fornitura biomassa) • Mancanza di manodopera • Elevati costi di impianto se confrontati con la potenza nominale (diseconomia di scala) • Manutenzione complessa • ...
	Opportunità	Minacce
Influenze esterne	<ul style="list-style-type: none"> • Miglioramento del settore agricolo • Sviluppo di reti di biogas • Ricerca di nuovi mercati (per il digestato) • ... 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento del costo della biomassa • Sviluppi politici • Declino della domanda • Alta inflazione • Ostacoli di tipo sociale "movimenti no biogas" • ...

Per influenze interne/esterne si intendono fattori che possono/non possono essere condizionati dall'imprenditore o da altri attori coinvolti nel progetto. A seguito dell'analisi, l'imprenditore prenderà la sua decisione, anche sulla base di preferenze economiche e personali.

Il business plan deve contenere almeno i seguenti elementi [32]:

- descrizione sommaria del progetto;
- illustrazione del tipo di azienda e presentazione dell'imprenditore;
- analisi SWOT;
- descrizione degli aspetti tecnici del progetto (approvvigionamento della materia prima, quantità richieste, trasporto e stoccaggio dei substrati, tecnologie adottate e garanzie date ai fornitori, necessità di manodopera per la fase operativa, ecc.);

- fattibilità economica (analisi finanziaria, fabbisogno finanziario e relative coperture, redditività attesa dell'investimento, fattori di rischio che possono influenzare negativamente la redditività, finanziamenti richiesti e eventuali garanzie prestabili);
- valutazione dell'impatto ambientale del progetto;
- autorizzazioni ottenute e quelle ancora da ottenere;
- piano temporale di sviluppo delle attività.

In un business plan scritto bene, tutti i punti critici del progetto sono individuati e discussi. In tal modo, il progetto giunge alla fase di realizzazione su una base solida, in grado di prevenire i rischi di una pianificazione inadeguata.

Il business plan costituisce anche un'ottima linea guida da utilizzare durante l'installazione dell'impianto e nelle fasi operative della nuova produzione aziendale.

11.4 La realizzazione dell'impianto

Lo sviluppo di questa fase del progetto comprende una molteplicità di attività: l'acquisizione dei permessi per la costruzione e l'esercizio dell'impianto, le richieste di finanziamento, la stipula dei contratti, la pianificazione della realizzazione dell'impianto e la sua messa in servizio.

L'imprenditore deve entrare in contatto con diverse autorità e istituzioni, come società di consulenza per una pianificazione dettagliata, banche, comunità locali o aziende che si occuperanno della realizzazione dell'impianto. Inoltre l'imprenditore dovrà fornire tutti i dati e i piani rilevanti per realizzare il progetto con successo.

La complessità e durata di questa fase sono fortemente influenzati dai procedimenti e dalle tempistiche per l'ottenimento dei permessi.

Oltre agli aspetti tecnici, vanno valutati gli aspetti legati al consenso per la realizzazione del progetto. È sempre opportuno coinvolgere le comunità locali sin dalle prime fasi del progetto per evitare spiacevoli rallentamenti nelle fasi successive.

Permessi

Il richiedente dovrebbe contattare le autorità preposte al rilascio delle autorizzazioni nelle prime fasi del processo. La prima discussione, alla quale devono partecipare anche i progettisti dell'impianto, serve per presentare il progetto alle autorità e chiarire le condizioni imposte e i documenti necessari.

L'approvazione del progetto dovrebbe essere fatta a stretto contatto con il costruttore o il progettista dell'impianto.

Per dettagli sui procedimenti autorizzativi in Italia si veda il Capitolo 10.

Finanziamento del progetto

Nel caso in cui si intenda ricorrere al finanziamento da parte di un istituto di credito, quest'ultimo dovrebbe essere coinvolto per tempo nella preparazione di un piano finanziario per ottenere un feedback sulla disponibilità dei fondi sin dalle prime fasi del progetto (es. alla fine dello studio di fattibilità).

Aspetti base per la valutazione globale, quali i requisiti della banca circa le informazioni del progetto, la documentazione e la garanzia dovrebbero essere chiariti con largo anticipo. La presenza di sufficienti garanzie in particolare è generalmente un elemento cruciale nel finanziamento di un progetto.

Normalmente una quota minima di capitale proprio deve essere fornita sotto forma di autofinanziamento o di un prestito partecipativo. L'imprenditore dovrebbe sempre investigare sulla possibilità di ottenere fondi da programmi di promozione pubblici.

Selezione dei fornitori e contratti

L'imprenditore deve scegliere il miglior costruttore di impianti per il suo progetto. Nel valutare le offerte, è essenziale tenere conto, oltretutto del prezzo e della qualità e garanzia attesa del prodotto, anche dell'esperienza del costruttore e del servizio proposto per il supporto, le riparazioni e la manutenzione dell'impianto.

Oltre al contratto di costruzione dell'impianto, è opportuno stipulare contratti anche per la consegna dei substrati (qualora non fossero di provenienza aziendale) e per la cessione del digestato, qualora non si disponga di terreni per utilizzarlo. Inoltre può essere redatto, se necessario, un contratto per la gestione dell'impianto. Nel caso in cui l'imprenditore intenda vendere il surplus termico del cogeneratore o il biogas grezzo a clienti esterni, potrebbero rendersi necessari contratti di consegna.

Costruzione e avvio dell'impianto

L'imprenditore, insieme al costruttore dell'impianto, deve produrre un programma dettagliato dell'intero processo di realizzazione dell'impianto. Questo sarà utile alle varie parti per affrontare e gestire eventuali colli di bottiglia e interruzioni, non appena si presentino. Ogni fase deve essere presentata in termini di risorse necessarie, budget e durata, seguendo un ordine logico. Regolari report sull'iter di realizzazione aiuteranno a mantenere il programma aggiornato.

Completata la fase di installazione, l'impianto verrà collaudato e approvato dal costruttore e/o da esperti autorizzati, dopodiché entrerà in funzione.

11.5 La fase operativa

L'avvio dell'impianto dovrebbe essere sempre fatto insieme all'azienda che lo ha progettato e costruito. Durante questa fase, l'imprenditore e lo staff che si occuperà della gestione dell'impianto dovranno essere consigliati circa la sua conduzione e manutenzione. Da un punto di vista tecnico, l'avvio dell'impianto è da ritenersi accettabile se i dispositivi di sicurezza funzionano e sono conformi ai regolamenti di sicurezza elencati nelle istruzioni operative del costruttore (queste verifiche durano qualche giorno). Dal punto di vista biologico, le operazioni di start-up possono richiedere da alcune settimane fino a 6 mesi, a seconda della biomassa che si utilizza.

Durante l'esercizio dell'impianto, l'imprenditore e il suo staff dovranno effettuare controlli regolari sul processo, condurre parte della manutenzione, assicurare l'approvvigionamento della biomassa e la sicurezza dell'impianto, monitorare e documentare l'efficienza del processo [31].

11.6 Consigli utili

Di seguito si riporta un elenco di consigli utili all'imprenditore che vuole realizzare un impianto di biogas/biometano, estraibili dalla trattazione del presente documento.

Per l'agricoltore/allevatore:

- ✚ prediligi colture di secondo raccolto per l'alimentazione del digestore: in questo modo non riduci la capacità dell'azienda di produrre cibo e foraggi e migliori la qualità e la stabilità del terreno;
- ✚ dai priorità all'utilizzo di sottoprodotti e scarti aziendali, senza tralasciare la possibilità di reperire sottoprodotti e rifiuti al di fuori dell'azienda: è un modo per fare sistema e massimizzare i benefici economici;
- ✚ valuta tutte le possibilità di impiego del biogas: motori cogenerativi, upgrading a biometano con immissione in rete e per l'autotrazione;
- ✚ valuta l'impiego dell'energia termica in surplus per soddisfare i fabbisogni aziendali e a favore della comunità (scuole, ospedali, ecc. ubicati nelle vicinanze dell'impianto);
- ✚ analizza la possibilità di produrre biometano per alimentare i mezzi agricoli;
- ✚ valuta i possibili trattamenti del digestato nell'ottica di una sua valorizzazione per le esigenze aziendali;
- ✚ utilizza il digestato come fertilizzante rinnovabile in sostituzione dei concimi di sintesi.

Per il dirigente comunale:

- ✚ valuta attentamente l'opportunità di realizzare un impianto di digestione anaerobica della FORSU: oltre a produrre biogas con buone rese, permette al Comune di risparmiare sullo smaltimento dei rifiuti.
- ✚ nel pianificare l'impianto, combina sempre in maniera ottimale la raccolta, i pretrattamenti e il processo di digestione: minori impurezze ci sono, maggiore sarà la resa del processo.

Bibliografia

- [1] Speciale tecnico QUALENERGIA “Il biogas che fa bene al paese: guida ad una fonte rinnovabile virtuosa per l’ambiente”, a cura di Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione, Dicembre 2012.
- [2] CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione “BIOGASDONERIGHT® Digestione anaerobica e sequestro di carbonio nel suolo”.
- [3] S. Bozzetto (CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione) “Il biogas fatto bene: scelta delle materie prime e nuovi criteri di investimento”. BioEnergy 2013 - Cremona, Febbraio 2013.
- [4] G. Bezzi (CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione) “Le bioenergie in Italia: L’esperienza del modello BiogasDoneRight”. Tavola Rotonda “L’esperienza dell’Italia sullo sviluppo sostenibile delle bioenergie e il ruolo del GBEP nel contest Internazionale” - Roma, Marzo 2016.
- [5] Analisi dello stato dell’arte dei processi di rimozione della CO₂ da biogas; Stefania Baccaro, Cristina Amelio, Enrica Ghisolfi; ENEA.
- [6] Schievano et al., Journal of Environmental Management 90 (2009) 2537–2541.
- [7] Hammad et. al., Energy Conversion & Management 40 (1999) 1463 -1475.
- [8] Consiglio Nazionale delle Ricerche - Istituto di Biologia e Biotecnologia Agraria “Valorizzazione energetica di FORSU tramite Digestione Anaerobica - Rifiuti, sottoprodotti e colture dedicate come risorse per la città, l’azienda e per un ambiente sostenibile”. Milano, Novembre 2013.
- [9] C. Fabbri (CRPA SpA) “Pre-trattamento delle biomasse per migliorare le performance”, Maggio 2013.
- [10] C. Fabbri e S. Piccinini, “I vantaggi della cavitazione controllata. Pretrattare la biomassa migliora la digestione”. 48/2012 Supplemento a L’Informatore Agrario.
- [11] S. Castelli, S. Segato “Energia da biogas - Biometano ed energia da biomasse agro-industriali e da rifiuti”. Maggioli Editore, 2014.
- [12] Rychebosch et al., Biomass and bioenergy 35 (2011) 1633-1645.
- [13] S. Piccinini (CRPA SpA) “Dal biogas al biometano: le prospettive” - Seminario Sostenibilità economica ed ambientale del biogas negli allevamenti - Modena, Giugno 2014.
- [14] Sorensen et al., 2008; Mantovi et al., 2009; Tambone et al., 2009 e 2010.
- [15] S. Capponi, L. Barbanti - Terra e Vita n.25/2010 - Supplemento Fertilizzare Oggi.
- [16] ENAMA “Valorizzazione energetica del biogas” (progetto BIOMASSE).
- [17] Piccinini et al., 2009.
- [18] G. Bezzi, C. Pieroni “Livestock waste to biogas: the Italian BiogasDoneRight® model”. Examples of Positive Bioenergy and Water Relationships, GBEP, IEA Bioenergy, Febbraio 2016.
- [19] G. Sarzana “Debutta la certificazione degli impianti biogas”. Biogas informa (la rivista del CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione), n°18-2016.
- [20] G. Martelli “Fertilizzanti organici - Dalla centrale a biomasse il biopellet per il vigneto”. Agricoltura 6/2015.

- [21] E. Kovács (EBA - European Biogas Association) "Success Stories: anaerobic digestion of biodegradable municipal solid waste in European cities", Febbraio 2016.
- [22] T. Persson (SGC Sweden) "Country Report Sweden", IEA Bioenergy Task 37.
- [23] D. Banzato (Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases, Dipartimento di Ingegneria Civile Edile ed Ambientale - Università degli studi di Padova) "Analisi economica degli impianti di digestione anaerobica". Seminario "Dal biogas al biometano: un nuovo capitolo per le energie rinnovabili" - Padova, Novembre 2016.
- [24] A. Ragazzoni (Dipartimento di Scienze Agrarie - Università di Bologna) "Analisi della redditività degli impianti per la produzione di biogas alla luce delle nuove tariffe incentivanti" - Ravenna, Marzo 2013.
- [25] G. Bezzi, A. Ragazzoni "Digestato. Opportunità e vantaggi negli impieghi in agricoltura". L'informatore agrario, Dicembre 2014.
- [26] P. Börjesson et al., "Environmental systems analysis of biogas systems – Part I: Fuel-cycle emissions". Biomass and Bioenergy 30 (2006) 469-485.
- [27] Gestore dei Servizi Energetici - GSE "Regolazione regionale della generazione elettrica da fonti rinnovabili - Aggiornamento al 31 dicembre 2013", Marzo 2014.
- [28] CRPA "Biogas: l'analisi di fattibilità tecnico-economica". Opuscolo 6.20 - N. 4/2008.
- [29] C. Fabbri, S. Piccinini, T. Bettati "Un software per valutare costi e ricavi del biogas". 46/2007 – Supplemento a L'Informatore Agrario.
- [30] F. Adani, A. Schievano, G. D'Imporzano "I fattori che rendono ottimale la razione per il digestore". 40/2008 - Supplemento a L'informatore Agrario.
- [31] M. Paterson, Implementation Guide For Small-Scale Biogas Plants, BioEnergy Farm II Publication, KTBL, Germany, 2015.
- [32] A. Casula, G. Insabato "Incentivi economici e business plan per la produzione di biogas" - Digestione anaerobica di reflui e biomasse: metodi e tecniche per la produzione di biogas - Cremona, Giugno 2011.

Sitografia

- [33] <http://www.stabulum.it/tipologie.html> ("Tipologie impiantistiche per la digestione anaerobica", progetto STABULUM - Sistema integrato di TrattAmento di reflui BUfalini, voLto al recUpero idrico ed al risparMio energetico, Programma di Sviluppo Rurale PSR CAMPANIA 2007/2013).
- [34] www.hrs-heatexchangers.com/it/risorse/casi-di-studio/trattamento-del-digestato/default.aspx
- [35] www.politicheagricole.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/9781
- [36] <http://www.greenreport.it/news/energia/tre-campioni-italiani-della-biogas-premiati-bioenergy-italy-2016/>

[37] <https://www.feedingknowledge.net/02-search> (keyword: Caraverde, "Collective treatment of livestock manure for the production of green fertilizers and renewable energy in the Caravaggio area", Caraverde Energia, Italy).

[38] <http://www.comunirinnovabili.it/biogas-ed-economia-circolare/>

[39] www.eisenmann.com

[40] <http://www.nextville.it/temi-utili/26> ("Aspetti ambientali del biogas", Maggio 2009).

[41] <http://www.gse.it/>