

Energia da Cogenerazione

ENERCOOPERATTIVA



Enercooperattiva Soc. Coop. - Via G. Caselli, 13/B - 44124 Ferrara
Telefono e Fax 0532 067103 - www.enercooperattiva.it

) SISTEMI DI COGENERAZIONE (

Nelle tecnologie impiegabili per la realizzazione di cicli termodinamici, la frazione di calore che deve necessariamente essere ricevuta dal ciclo è quasi sempre maggiore della frazione convertita in elettricità o lavoro, cosicché l'energia termica non utilizzata risulta sovente superiore all'energia elettrica o meccanica utile.

Essendo l'energia termica una forma di energia ampiamente richiesta, ne deriva la possibilità di impiegare lo "scarto" di un ciclo di potenza come calore utile per il riscaldamento o per svariati processi industriali.

In tal caso, il sistema che produce tanto elettricità (o potenza meccanica) quanto calore utili prende il nome di **sistema di cogenerazione**.

La cogenerazione consiste pertanto nell'impiego utile di un qualcosa - il calore scaricato da un ciclo di potenza - che risulterebbe altrimenti inutilizzato.

La riduzione degli "scarti" consente la sostanziale diminuzione - a parità di servizio reso all'utenza - dei consumi di energia primaria.

Tuttavia l'applicazione pratica del concetto apparentemente semplice di cogenerazione può diventare difficoltosa, se non impossibile, a causa di tre circostanze:

- ▶ incongruenza tra le caratteristiche del calore reso disponibile dal ciclo di potenza ed il calore richiesto dalle utenze;
- ▶ sfavorevole ubicazione del ciclo di potenza rispetto alle utenze di calore;
- ▶ sfasamento temporale delle richieste di elettricità e calore.

I **motori primi** per i quali esiste oggi una consolidata esperienza operativa in impianti di cogenerazione sono quattro:

- ▶ motori alternativi a ciclo Otto o Diesel;
- ▶ turbine a gas;
- ▶ turbine a vapore;
- ▶ impianti a ciclo combinato turbina a gas/turbina a vapore.

Turbine a vapore e cicli combinati sono tipologie impiantistiche di potenza elevata utilizzate in genere per applicazioni industriali, mentre le prime due soluzioni consentono sviluppi su taglie inferiori quali quelle richieste nel settore del terziario.

I parametri fondamentali che individuano il campo di applicazione della tecnologia di cogenerazione sono:

- ▶ la dimensione dell'impianto;
- ▶ il rapporto potenza elettrica/potenza termica;
- ▶ la temperatura alla quale deve essere fornito il calore;
- ▶ il combustibile utilizzabile;
- ▶ il rendimento;
- ▶ il costo dell'investimento.

Nel caso più generale - e frequente - di carichi e tariffe fluttuanti, il sistema di cogenerazione è chiamato a funzionare in condizioni variabili nel tempo.

È quindi particolarmente importante chiarire le modalità di regolazione dell'impianto, nella fattispecie i gradi di libertà nella variazione del rapporto elettricità/calore.

Al riguardo, le **tecnologie di cogenerazione** possono essere suddivise nelle due classi seguenti:

- ▶ a un grado di libertà: motori, turbine a gas, turbine a vapore a controcompressione, cicli combinati con turbina a vapore a controcompressione, per i quali la definizione della potenza elettrica fissa necessariamente anche la potenza termica (o viceversa);
- ▶ a due gradi di libertà: turbine a vapore a condensazione e spillamento, cicli combinati con turbina a vapore a spillamento, turbina a gas a iniezione di vapore, per i quali il rapporto elettricità/calore generati può variare entro un campo molto ampio. In questo caso, potenza elettrica e termica generate possono essere fissate, entro certi limiti, indipendentemente l'una dall'altra.

Dal punto di vista dell'utilizzo del combustibile vi sono due discriminanti di cui bisogna tenere conto:

- ▶ modalità di combustione;
- ▶ limiti alle emissioni.

Grazie alla combustione esterna, il ciclo a vapore è il più flessibile; al contrario, la combustione interna ed il funzionamento continuo vincolano la turbina a gas all'uso di combustibili pregiati.

In definitiva:

- ▶ per i motori a ciclo Otto sono necessari combustibili gassosi o liquidi di qualità medio/alta. I motori Diesel sono molto più flessibili, poiché possono utilizzare anche oli pesanti, ma al peggiorare della qualità del combustibile aumentano sostanzialmente le spese di manutenzione;
- ▶ per le turbine a gas e nei cicli combinati sono indispensabili combustibili di ottima qualità, in pratica solamente gas naturale e gasolio.

COGENERAZIONE DA BIOGAS

Da molti anni ormai è avviato lo sviluppo di sistemi di produzione di energia elettrica basati sullo sfruttamento di fonti energetiche rinnovabili. Il biogas è una di queste fonti energetiche.

Grazie alle nuove normative in materia di autoproduzione, al riconoscimento del valore ambientale dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e ad una tecnologia ormai collaudata, è oggi possibile produrre biogas per la cogenerazione di calore ed elettricità a condizioni vantaggiose.

Il Centro di Ricerca Ambiente e Materiali dell'ENEL ha condotto, nei primi anni 90, in collaborazione con il Centro Ricerche Produzioni Animali di Reggio Emilia, un'indagine a vasto raggio nella Pianura Padana sulle potenzialità del biogas producibile a partire dai liquami zootecnici.

Dall'indagine è emerso che la cogenerazione di energia elettrica e calore mediante biogas può dar luogo a evidenti vantaggi, sia in campo energetico, sia in quello ambientale. La cogenerazione può inserirsi convenientemente nell'impiantistica dell'allevamento, in particolare nel caso in cui debbano essere realizzate apposite opere per assolvere ai sempre più pressanti vincoli normativi in materia di smaltimento dei liquami.

La finalità è quella di promuovere il biogas come fonte rinnovabile, evidenziandone gli elementi normativi e tecnologici, permettendo la visione di un quadro realistico e utile dell'uso del biogas nell'ambito della moderna pratica zootecnica.

IL PROCESSO BIOLOGICO DI DIGESTIONE ANAEROBICA

La **digestione anaerobica** è un processo biologico complesso, per mezzo del quale, in assenza di ossigeno, **la sostanza organica viene trasformata in biogas** (o gas biologico), costituito principalmente da metano e anidride carbonica. La percentuale di metano nel biogas varia a seconda del tipo di sostanza organica digerita e delle condizioni di processo, da un minimo del 50% fino all'80% circa.

Affinché il processo abbia luogo è necessaria l'azione di diversi gruppi di microrganismi, in grado di trasformare la sostanza organica in composti intermedi, principalmente acido acetico, anidride carbonica ed idrogeno, utilizzabili dai microrganismi metanigeni che concludono il processo producendo il metano.

I microrganismi anaerobi presentano basse velocità di crescita e basse velocità di reazione e quindi occorre mantenere ottimali, per quanto possibile, le condizioni dell'ambiente di reazione.

Nonostante questi accorgimenti, i tempi di processo sono relativamente lunghi se confrontati con quelli di altri processi biologici; tuttavia il vantaggio del processo è che **la materia organica complessa viene convertita** in metano e anidride carbonica e quindi porta alla produzione finale di una fonte rinnovabile di energia, sotto forma di un gas combustibile ad elevato potere calorifico. L'ambiente di reazione, definito solitamente digestore (o reattore anaerobico), per permettere la crescita contemporanea di tutti i microrganismi coinvolti, dovrà risultare da un compromesso tra le esigenze dei singoli gruppi microbici. Il pH ottimale, ad esempio, è intorno a 7/7.5. La temperatura ottimale di processo è intorno ai 35°C, se si opera con batteri mesofili, o intorno a 55°C, se si utilizzano batteri termofili.

Partecipano al processo i seguenti gruppi di batteri:

- ▶ batteri idrolitici, che spezzano le macromolecole biodegradabili in sostanze più semplici;
- ▶ batteri acidogeni, che utilizzano come substrato i composti organici semplici liberati dai batteri idrolitici e producono acidi organici a catena corta, che a loro volta rappresentano il substrato per i gruppi batterici successivi;
- ▶ batteri acetogeni, produttori obbligati di idrogeno (OPHA: Obbligate Hydrogen Producing Acetogens), che utilizzano come substrato i prodotti dei batteri acidogeni dando luogo ad acetato, idrogeno ed anidride carbonica;
- ▶ batteri omoacetogeni che sintetizzano acetato partendo da anidride carbonica e idrogeno;
- ▶ batteri metanigeni, distinti in due gruppi:
 - a) quelli che producono metano ed anidride carbonica da acido acetico, detti acetoclastici;
 - b) quelli che producono metano partendo da anidride carbonica e idrogeno, detti idrogenotrofi.

Mentre il metano viene liberato quasi completamente in fase di gas vista la sua scarsa solubilità in acqua, l'anidride carbonica partecipa all'equilibrio dei carbonati presenti nella biomassa in reazione. Le interazioni tra le diverse specie batteriche sono molto strette ed i prodotti del metabolismo di alcune specie possono essere utilizzati da altre specie come substrato o come fattori di crescita.

Influenza della qualità del liquame da trattare sulle rese in biogas

La biodegradabilità complessiva dei liquami analizzata a livello della vasca di raccolta delle fognature può variare alquanto, tra il 60 e l'80%, in funzione sia dell'età del liquame che del tipo di alimentazione. Una ulteriore classificazione delle frazioni biodegradabili, permette di distinguere all'interno della frazione solubile tra una frazione disciolta prontamente biodegradabile (circa 20% dei SSV) ed una più lentamente biodegradabile, e all'interno della frazione sospesa tra una frazione sospesa facilmente idrolizzabile ed una lentamente idrolizzabile.

Prodotto	Volume m3	Peso (t)	Biogas (m ³)	Energia Elettrica (K wh)	Energia Termica
liquame bovino	1	1	15	27	54
letame bovino	1	0,3	10,1	18	36
liquame suino	1	1	15,6	28	56
letame suino	1	0,3	23,5	42	84,6
liquame avicolo	1	1	44,5	80	160
letame avicolo	1	0,3	29,3	52	105
letame ovino	1	0,3	21,1	38	76
letame equino	1	0,3	18,9	34	68
insilato di mais	1	0,625	67,6	121	243
insilato d'erba	1	0,5	89	160	320
fieno	1	0,35	137,8	248	496
trifoglio	1	0,3	64	115	230
paglia	1	0,04	12	21	43
stocchi di mais	1	0,4	123,8	222	445
scarti di mele	1	0,3	2,6	4,6	9,4
melasse	1	0,3	68,4	123	246
siero	1	1	15,3	28	56
scarti vegetali	1	0,4	14,5	26	52
buccetta di pomodori	1	0,4	29,8	53,6	107
scarti frantoi	1	0,5	357	642,6	1285
pestazzo di agrumi	1	0,3	36,8	65,8	131,7

Stima delle quantità di biogas producibili con la fermentazione anaerobica a partire da diversi materiali residuali organici			
Tipo	Contenuto di s.s. (%)	Sost. Organica (% s.s.)	Resa di biogas m ³ /l sost. organica
Allevamenti			
liquame bovino	6-11	68-85	200-260
letame bovino	11-25	66-85	200-300
liquame suino	2,5-9,7	60-85	260-450
letame suino	20-25	<75-90	450
liquame avicolo	10-29	75-77	200-400
letame avicolo	32,0-32,5	70-80	400
letame ovino	25-30	80	240-500
letame equino	28	75	200-400
Agricoltura			
insilato di mais	34	86	350-390
insilato d'erba	26-82	67-98	300-500
fieno	86-93	83-93	500
trifoglio	20	80	300-500
paglia	85-90	85-89	180-600
stocchi di mais	86	72	300-700
Agro-industria			
scarti distillaz. Mele	2,0-3,7	94-95	330
melasse	80	95	300
siero	4,3-6,5	80-92	330
scarti vegetali	5-20	76-90	350

Dall'applicazione dei valori riportati nella tabella precedente si possono, a livello esemplificativo, calcolare le seguenti rese in biogas ed energia in cogenerazione riferite ai valori medi per unità di prodotto.

I dati ricavati da prove di laboratorio a lungo termine, in condizioni normali del reattore anaerobico, con tempi di permanenza idraulica limitati, raggiungono livelli di trasformazione della sostanza organica in gas biologico variabili tra il 70 e il 90%

della biodegradabilità massima in funzione dello stato del liquame. Bassi livelli di trasformazione in biogas possono essere imputabili a basse temperature, a tempi di ritenzione idraulica troppo corti (o a carichi organici troppo elevati) in funzione della temperatura di processo, a cattivi comportamenti idrodinamici del reattore con formazione di zone morte e flussi di by-pass tra entrata e uscita o alla presenza di sostanze inibenti o antibiotiche in elevate concentrazioni.

Una ulteriore riduzione del 12.5% circa della sostanza organica trasformabile in biogas deriva dalle operazioni di pretrattamento dei liquami (vagliatura) necessarie per rimuovere i solidi più grossolani che possono provocare problemi di croste superficiali nei reattori non miscelati. Al fine poi di calcolare la resa in biogas, bisogna ricorrere all'analisi stechiometrica, da cui si ottiene che per ogni g di COD distrutto si producono 0.35l di metano in condizioni standard (volume calcolato a 0°C e a pressione di 1 atmosfera assoluta).

In realtà questo valore va corretto in quanto una frazione mediamente valutabile nel 5% del COD distrutto è utilizzato per la crescita cellulare della biomassa anaerobica responsabile del processo. Il fattore di conversione si abbassa pertanto a 0.33. Dato che il biogas è di solito misurato a temperatura e pressione diversa dalle condizioni standard, questo valore andrà moltiplicato per un fattore uguale a $(273 + T)/273$ ove T è la temperatura di misura in °C, e diviso per un fattore $(10.33 + P) / 10.33$ ove P è la pressione di misura in mm di colonna d'acqua (il procedimento inverso andrà fatto se si vuole riportare una misura in condizioni di reattore ad una misura in condizioni standard). Spesso però come indicato in precedenza si stimano le rese di produzione di biogas con parametri più facilmente determinabili a livello zootecnico, e comunque correlati al COD, come la sostanza organica presente nei liquami.

) PERCHÉ EFFETTUARE IL TRATTAMENTO ANAEROBICO (DEI LIQUAMI

In un contesto di estrema e continua necessità energetica e di elevato rischio ambientale il trattamento anaerobico con recupero del biogas prodotto risulta oggi un sistema di grande interesse, in grado di offrire molteplici vantaggi:

1) Produzione di energia: il trattamento anaerobico in condizioni controllate porta alla degradazione della sostanza organica e alla produzione di biogas. La cogenerazione di energia elettrica e calore mediante combustione del biogas risulta economicamente vantaggiosa sia per autoconsumo aziendale, sia per una cessione a terzi, incentivata dalle recenti normative sulla produzione di energia da fonti rinnovabili.

2) Abbattimento odori ed emissioni inquinanti (NH₃ e CH₄): le sostanze maleodoranti che eventualmente si formano durante il processo (acido solfidrico, mercaptani, ammoniaca) vengono avviate con il biogas alla combustione.

3) Stabilizzazione dei liquami: l'abbattimento del carico organico carbonioso ottenibile in digestione anaerobica conferisce al liquame una sufficiente stabilità anche nei successivi periodi di stoccaggio; si ha un rallentamento dei processi degradativi e fermentativi con conseguente diminuzione nella produzione di composti maleodoranti.

4) Riduzione della carica patogena: la digestione anaerobica in mesofilia può ridurre parzialmente la eventuale carica patogena presente nei liquami. Operando in termofilia è possibile, invece, ottenere la completa igienizzazione del liquame con la completa distruzione dei patogeni.

TIPOLOGIE E FUNZIONAMENTO DEGLI IMPIANTI DI BIOGAS

Gli impianti di Biogas di uso e applicazione più frequenti sono assimilabili a 3 distinte tipologie, aventi ciascuna peculiarità particolari e per questo adatte ciascuna a specifiche e differenti realtà aziendali:

1) Impianto a canale tipo plug-flow o flusso a pistone

Caratteristiche principali: questo processo di digestione anaerobica può essere validamente utilizzato sia nel trattamento dei liquami zootecnici, sia nella stabilizzazione dei fanghi ottenuti dalla flottazione di reflui agro-zootecnici. Nel caso di utilizzo per liquami zootecnici, richiede una preventiva separazione dei solidi grossolani, non tecnicamente biodegradabili in tempi tecnici ragionevoli, utilizzando nel processo anaerobico solo la frazione liquida delle deiezioni. Il digestore pertanto è assolutamente privo di organi di miscelazione interni e si deve prediligere la conformazione a canale.

Nel caso dei fanghi di flottazione non si avrà separazione delle fasi nel digestore. Nel caso dei reflui zootecnici tal quali l'effetto di separazione dei solidi sedimentabili rispetto alla frazione liquida del liquame, dovuto alla mancanza di agitazione nel digestore, provocherà un vantaggioso effetto di aumento dei tempi di ritenzione della frazione solida rispetto alla frazione liquida. Tale fenomeno, infatti, consentirà di allontanare più velocemente dal digestore la frazione liquida, che contiene le sostanze prontamente disponibili per la digestione e di trattenere all'interno del digestore le molecole più complesse per un tempo superiore, consentendo ai batteri di demolirle e renderle comunque disponibili per la trasformazione in biogas. I solidi comunque raggiungeranno la sezione di uscita del digestore sfruttando l'effetto combinato dei moti di risalita provocati dal biogas e dalla presenza della serpentina di riscaldamento posizionata in prossimità del fondo del digestore, con il moto di avanzamento provocato dal posizionamento, nella sezione iniziale e finale del digestore, delle tubazioni di immissione e scarico del liquame fresco e digerito.

A chi è adatto: sostanzialmente ad allevamenti di medie e grandi dimensioni che intendono produrre energia con lo scopo di utilizzarla quasi totalmente per i fabbisogni diretti e solo in caso di eventuale surplus cederla al gestore di rete. Inoltre a chi in generale è costretto in modo sensibile alla riduzione dell'impatto ambientale indotto dalla propria attività zootecnica, attraverso la flottazione e depurazione biologica degli scarichi da destinare allo sversamento in corpi idrici superficiali.

Fasi del processo: al fine di ottenere la maggiore produzione possibile di biogas, è fondamentale che i liquami prodotti arrivino "freschi" al digestore; per questo si dovranno adottare tutti gli accorgimenti più opportuni per evacuare dai ricoveri zootecnici il più velocemente possibile i liquami prodotti in allevamento. Il liquame prodotto viene convogliato ad una prevasca di raccolta e quindi trasferito, tramite opportuna stazione di pompaggio, al trattamento di separazione. Il trattamento di separazione meccanica delle frazioni liquide dai solidi grossolani è quasi sempre necessario e serve per eliminare dal liquame le parti non biodegradabili nei tempi tecnici di digestione previsti, quali ad esempio i residui vegetali ed il pelo, che tendono ad affiorare per effetto della risalita del biogas ed a formare sulla superficie del liquame una crosta di materiale celluloso intrecciato, che occupa volume utile e può provocare a lungo andare intasamenti del digestore. La frazione solida separata a monte del digestore potrà essere compostata o accumulata e portata come ammendante sui terreni agricoli, mentre la frazione liquida, ricca di sostanze organiche, alimenterà il digestore, di norma a sezione trasversale rettangolare, a uno o più canali paralleli. La digestione anaerobica dei liquami è ottenuta all'interno di un apposito digestore mediante l'attività di batteri capaci di frantumare le molecole complesse con la formazione di metano, anidride carbonica, acqua e idrogeno solforato.

Le suddette attività biologiche sono condizionate da vari fattori quali: il pH, la temperatura ed il tempo di permanenza del liquame nel digestore. Al diminuire della temperatura di digestione in particolare è necessario garantire un tempo di permanenza (HRT) del liquame nel digestore più elevato. Pertanto, in condizioni psicrofile, è opportuno prevedere un HRT di almeno 60 giorni, mentre in condizioni mesofile è possibile garantire un HRT di soli 18-20 giorni. Rispettando queste condizioni, le rese energetiche dell'impianto raggiungono ottimi risultati in qualsiasi stagione. Per operare in condizioni termicamente controllate le pareti del digestore devono essere opportunamente isolate e l'interno del digestore è riscaldato e mantenuto ad alla temperatura di processo da uno scambiatore di calore posto in prossimità del fondo, realizzato con tubazioni in acciaio inossidabile nelle quali è fatta circolare acqua calda prodotta dalla combustione del biogas in cogenerazione.

Il biogas prodotto è raccolto direttamente nella parte superiore del digestore mediante una copertura a cupola gasometrica ed eventualmente altre coperture raccogli-gas a cupola presso statica.

La cupola gasometrica ha forma di semicilindro o calotta sferica ed è realizzata con tre membrane sovrapposte in tessuto di fibre poliesteri spalmato PVC e saldato con sistema elettronico ad alta frequenza.

La membrana più interna ha il compito di racchiudere il biogas in una camera a contatto con il liquame, quella intermedia è in contatto con l'esterno lungo i bordi laterali ed evita che il biogas possa eventualmente miscelarsi con l'aria contenuta nel volume racchiuso tra la membrana intermedia e quella più esterna, che rimane sempre gonfia.

La camera dell'aria è mantenuta in pressione da una centralina di controllo e da valvole che, aggiungendo o sfogando aria, mantengono il biogas sempre alla pressione di 200 mm H₂O, indipendentemente dalla quantità di biogas contenuto. In tal modo l'alimentazione dei bruciatori è regolare e la membrana esterna è sempre tesa, con gli immaginabili benefici nei confronti di vento, acqua o neve.

Il sistema di copertura a membrana pressostatica conferisce inoltre i seguenti vantaggi:

- evita la costruzione separata di un gasometro;
- semplifica la manutenzione del digestore, essendo facilmente rimovibile;
- assicura un elevato grado di coibentazione della sommità del digestore;
- è adattabile a vasche esistenti;
- consente di immagazzinare il biogas già alla pressione di utilizzo dei bruciatori, evitando l'installazione di compressori per il gas;
- è resistente a neve e vento;
- rende possibile una gestione più flessibile degli utilizzatori di biogas grazie all'elevato volume racchiuso;

- favorisce infine la deumidificazione del gas contenuto, soprattutto nei mesi più freddi, mediante la condensa dell'acqua a contatto della parete della cupola.

Attraverso una apposita condotta collegata con la copertura raccogli gas del digestore, il gas prodotto e recuperato è avviato ad un impianto di cogenerazione, che bruciando il biogas produce energia elettrica e calore. Parte del calore prodotto è recuperato ed utilizzato per termostatare e mantenere in temperatura il digestore. Infine il liquame in uscita dal digestore, ormai stabilizzato e deodorizzato, sarà accumulato in uno o più bacini di stoccaggio in attesa dell'utilizzazione agronomica.

2) Impianto cilindrico tipo up-flow miscelato

Caratteristiche principali: questo processo di digestione anaerobica utilizza le deiezioni tal quali (frazione liquida + frazione solida), pertanto il digestore, che in questa tipologia di impianto è di forma cilindrica, sarà dotato di impianto di miscelazione ad elica, di pompa di ricircolo esterna temporizzata e sistema di bocchette di fondo per ottenere la movimentazione del liquame e l'effetto up-flow e rompicrosta. Il digestore sarà alimentato giornalmente con liquame fresco, mentre il liquame digerito uscirà dopo un tempo medio di permanenza nella vasca di circa 20/25 giorni.

L'interramento del digestore può, entro certi limiti, sostituire la coibentazione.

A chi è adatto: ad allevamenti che vogliono gestire i liquami come unico prodotto omogeneo e trarre il maggiore rendimento in termini energetici e quindi economici; poiché grazie al mantenimento di tutta la frazione solida presente nelle deiezioni si incrementa la produzione di biogas. È consigliabile anche ad allevamenti di modeste dimensioni, ma che hanno disponibilità nel tempo di biomasse da aggiungere e digerire assieme alle deiezioni. Restano anche per questo impianto validi i notevoli vantaggi ambientali, ma si deve ricordare che: il liquame non separato deve essere gestito con idonee macchine nelle fasi di pompaggio; il digestore necessita di maggiori componenti elettromeccanici; l'impianto ha un'autoconsumo elettrico più elevato e l'eventuale aggiunta di sostanze contenenti azoto porta alla necessità di avere più terreno per il bilancio aziendale previsto dal piano di utilizzazione agronomica.

Fasi del processo: al fine di ottenere la maggiore produzione possibile di biogas, anche in questo caso è fondamentale che i liquami prodotti arrivino "freschi" al digestore; per questo si dovranno adottare tutti gli accorgimenti più opportuni per evacuare dai ricoveri zootecnici il più velocemente possibile i liquami prodotti in allevamento. Il liquame prodotto è convogliato ad una prevasca di raccolta, equalizzazione, miscelazione e sollevamento, provvista di mixer e pompa tritratrice, dove può essere aggiunta in dosi prestabilite una moderata quantità di biomassa per ottenere una miscela pompabile, con un contenuto di solidi non superiore al 10%, che arricchisce di sostanza organica il liquame destinato ad alimentare il digestore. La digestione anaerobica dei liquami tal quali con moderate quantità di biomasse, è ottenuta all'interno di un apposito digestore mediante l'attività di batteri capaci di frantumare le molecole complesse con la formazione di metano, anidride carbonica, acqua e idrogeno solforato. Le suddette attività biologiche sono condizionate da vari fattori quali: il pH, la temperatura ed il tempo di permanenza del liquame nel digestore. Nel caso di digestori Up-Flow, alimentati con miscela di liquami e biomasse, è opportuno garantire tempi di permanenza di almeno 30-40 giorni e temperature nel campo mesofilo o termofilo. È anche possibile dividere il volume di digestione in due reattori, uno primario ed uno secondario, adatti a far avvenire in modo più controllato le fasi acidogena e metanigena.

3) Impianto tipo super-flow per biomasse super dense

Caratteristiche principali: il processo di digestione anaerobica utilizza le deiezioni tal quali (frazione liquida + frazione solida), con immissione di opportuna biomassa anche in grandi quantità, oltre il limite di pompabilità. Di norma l'impianto prevede due digestori, uno primario e uno secondario. Il digestore primario di tipo cilindrico, è dotato di un particolare miscelatore ad asse orizzontale che garantisce la completa miscelazione dei liquami e della biomassa. Il digestore primario è alimentato costantemente con liquame fresco e biomassa secondo un piano di carico prestabilito in funzione delle composizioni e caratteristiche dei vari complementi di apporto, mentre il liquame digerito uscirà dopo un tempo medio di permanenza nella vasca di circa 20 - 30 giorni per essere trasferito nel digestore secondario, a sua volta miscelato ed in grado di recuperare la residua quantità di biogas. Il tempo di permanenza nel secondo digestore risulta pari a circa 30 - 40 giorni per una permanenza media complessiva pari a circa 60 giorni.

A chi è adatto: ad aziende agricole e zootecniche che hanno disponibilità di terreni set-aside o comunque disponibilità di biomassa costante nell'arco dell'anno, grazie alla quale si incrementa notevolmente la produzione di biogas e quindi di energia elettrica prodotta, massimizzando in tal modo il rendimento del processo.

Fasi del processo: al fine di ottenere la maggiore produzione possibile di biogas, è consigliabile che i liquami prodotti arrivino "freschi" al digestore primario e la qualità della biomassa sia integra nella sua struttura energetica. Il liquame prodotto è convogliato ad una prevasca di raccolta, equalizzazione, miscelazione e sollevamento, provvista di mixer e pompa tritratrice che omogeneizza e alimenta il liquame nel digestore primario cilindrico. Una particolare tramoggia munita di coclee di dosaggio

opportunamente alimentata provvede al carico della biomassa, che mediante un programma specifico inserisce nel digestore il quantitativo necessario di materiali per garantire un buon funzionamento del processo di digestione. Il biogas così prodotto in condizioni anaerobiche è raccolto direttamente nella parte superiore del o dei digestori mediante una copertura gasometrica a cupola che avrà la forma di calotta sferica a volume variabile. Attraverso una condotta collegata con la copertura raccogli gas dei digestori, il gas prodotto e recuperato è bilanciato, raffreddato, deumidificato, filtrato ed avviato ai gruppi di cogenerazione che bruciando il biogas producono energia elettrica e calore. Infine il liquame in uscita ormai stabilizzato e deodorizzato, sarà accumulato tal quale, o previa separazione, in uno o più bacini di stoccaggio in attesa dell'utilizzazione agronomica.

TRATTAMENTI E UTILIZZI DEL BIOGAS

Depurazione del biogas

Nel biogas sono presenti piccole quantità di alcuni composti che, a causa delle loro proprietà ossidanti o di incombustibilità, devono essere eliminati per favorire un buon processo di combustione mediante le seguenti tecniche:

- **Filtrazione** con filtri a ghiaia o sabbia, necessaria per eliminare i solidi in sospensione che sono essenzialmente materiale organico, grassi ed eventuali schiume prima dell'aspirazione dei compressori di ricircolo o dei compressori ausiliari della caldaia e dei motori a gas;
- **Deumidificazione**, la temperatura del biogas in uscita dal digestore è di almeno 35°C con un grado di umidità elevato che porta il vapore acqueo presente a condensare, per cui si predispongono lungo le tubazioni pozzetti di raccolta e spurgo delle condense. Ma per evitare la formazione di condense in camera di combustione occorre eliminare in modo drastico l'umidità, utilizzando ad esempio un impianto di condensazione composto da un frigorifero ad espansione diretta, uno scambiatore a fascio tubiero acqua/biogas ed un filtro a coalescenza ove viene condensato il vapore che viene poi estratto mediante scarico automatico o manuale;
- **Desolforazione** necessaria per abbattere i composti a base di zolfo può avvenire tramite filtri chimici riempiti con ossidi di ferro che provocano la precipitazione dei composti e quindi la loro estrazione; tramite torri di lavaggio che lavano il gas in controcorrente tramite un flusso di acqua e ossido ferrico; oppure mediante desolforazione biologica immettendo direttamente nel digestore una percentuale di aria, circa 5-10% del gas, per consentire a particolari ceppi batterici di innescare una reazione di precipitazione biologica dello zolfo.

I sistemi di controllo e di regolazione sono essenziali per garantire i migliori rendimenti dell'impianto



Utilizzatori del biogas

Dopo aver subito i trattamenti necessari il biogas può essere utilizzato in due modalità:

- a) per la produzione di solo calore;
- b) per la cogenerazione di energia elettrica e calore.

Combustione per la sola produzione di calore:

si utilizzano impianti con tecnologie semplici, è sufficiente un comune generatore di calore a gas costituito da un bruciatore, nel quale affluiscono combustibile e comburente ed esce energia termica sotto forma di fiamma e dallo scambiatore di calore, nel quale i prodotti della combustione cedono il calore prodotto ad un fluido termovettore. Il biogas viene trattato come il gas

metano, mentre vengono realizzate modifiche al bruciatore per l'introduzione del gas, la miscelazione del combustibile con il comburente e l'utilizzo di materiali più resistenti alla corrosione per lo scambiatore di calore e il bruciatore stesso.

Cogenerazione per la produzione contemporanea di energia elettrica e calore:

è la produzione contemporanea di calore ed energia meccanica subito trasformata in energia elettrica (tale metodo è un sistema unico integrato detto ad energia totale), partendo dalla stessa energia primaria. Questo sistema di produzione di energia permette un notevole risparmio energetico rispetto al caso di produzione separata delle stesse quantità di calore di energia elettrica/meccanica; si può arrivare infatti a superare il 90% di rendimento (30% di rendimento elettrico e 60% di rendimento termico).

Si utilizzano due differenti tipologie di macchine:

- **motori endotermici alternativi**
- **microturbine**

Per la **cogenerazione con motori endotermici alternativi** si usano motori funzionanti a ciclo otto o a ciclo diesel modificato, costituiti dai seguenti componenti:

- motore endotermico alternativo, che oltre a produrre l'energia meccanica è anche il componente dove viene prodotta l'energia termica;
- alternatore, solitamente asincrono per la produzione di corrente elettrica alternata trifase;
- recuperatore di calore, composto da uno scambiatore di calore che recupera il calore prodotto da tutto il sistema, sia dai gas di scarico sia dal circuito di raffreddamento del motore e dall'olio di lubrificazione;
- pannello elettrico, che permette l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta e l'interfacciamento con la linea elettrica nazionale.

Per la **cogenerazione con microturbine** si utilizzano turbomacchine a gas innovative di derivazione aeronautica di piccole dimensioni, con i seguenti componenti principali:

- turbina a gas e recuperatore;
- sistema elettrico generatore di corrente;
- scambiatore di calore sui fumi di scarico;
- sistema di gestione e controllo.

La cessione alla rete, per potenze superiori ai 50 Kw, è di norma accettata solo in media tensione

I cogeneratori possono funzionare secondo le seguenti modalità:

- **in parallelo alla rete pubblica:** viene ceduta alla rete aziendale in collegamento alla rete esterna tutta l'energia prodotta dal motore che funziona a regime costante al massimo della potenza. L'energia magnetizzante è totalmente assorbita dalla rete, non esistono problemi su eventuali carichi di punta ed i controlli sull'energia elettrica prodotta sono relativi solamente alla tensione ed alla frequenza che devono essere mantenute costanti. Un inconveniente di tale sistema si verifica in caso di mancanza di corrente elettrica nella rete pubblica, in quanto si spegne anche il cogeneratore;
- **in isola indipendente** dalla linea elettrica, tipico in luoghi in cui non vi è la linea pubblica, oppure nel caso in cui vengono individuate utenze separabili dalla rete aziendale, ad esempio impianti di depurazione. È necessario avere un generatore autoeccitato con motorino di avviamento collegato a delle batterie. Tale soluzione ha il vantaggio di garantire la corrente elettrica in caso di mancanza di tensione nelle rete pubblica, ma presenta due inconvenienti ovvero la necessità di sovradimensionare il cogeneratore in quanto deve vincere gli spunti di avviamento delle varie utenze e la necessità di predisporre dei gruppi di continuità nel caso di presenza di circuiti elettronici o di apparecchiature che non possono essere spente in quanto all'avviamento viene a mancare la corrente per alcuni istanti;
- **in stand-by:** nel caso di funzionamento normale il cogeneratore è collegato in parallelo alla rete pubblica, in caso di mancanza di tensione il cogeneratore non si spegne ma continua a girare garantendo la corrente elettrica su linee privilegiate, sganciandosi automaticamente dalla rete, ma fornendo l'energia a seconda della richiesta dell'utenza; al momento della riattivazione della rete pubblica il sistema torna a connettersi tornando al funzionamento in parallelo.

) LA SITUAZIONE IN EUROPA (

In Europa la diffusione della digestione anaerobica è iniziata nel settore della stabilizzazione dei fanghi di depurazione e attualmente si stimano circa 2.000 digestori operativi, circa 400 impianti producono biogas trattando acque reflue industriali ad alto carico organico e 500 impianti recuperano biogas dalle discariche per rifiuti urbani. Inoltre, sono 2.500 circa i gestori anaerobici operanti sui liquami zootecnici nei paesi dell'UE, in particolare in Germania (circa 2.000), seguita da Danimarca, Austria, Italia e Svezia.

Negli ultimi anni sta crescendo anche l'utilizzo della digestione anaerobica nel trattamento della frazione organica raccolta in modo differenziato dei rifiuti urbani, in miscela con scarti industriali e con liquami zootecnici. In Danimarca, in particolare funzionano attualmente 25 impianti centralizzati di codigestione che trattano annualmente circa 1 milione di tonnellate di liquami zootecnici e 325.000 tonnellate di residui organici industriali e da rifiuti urbani. Relativamente agli aiuti e contributi per la realizzazione di impianti biogas nei paesi europei la situazione ad oggi è la seguente:

- **Lussemburgo:** viene erogata una sovvenzione pari al 60% del costo d'investimento ed è possibile ricavare fino a 0.10 €/kWh per l'energia venduta;
- **Belgio:** non viene erogata alcuna sovvenzione per la costruzione, ma si parte da un ricavo base per la vendita dell'energia di 0.07 €/kWh, cui va aggiunto un bonus pari a 0.05 € per kWh termico ceduto per teleriscaldamento, raggiungendo un ricavo massimo totale sull'energia venduta pari a 0.12 €/kWh;
- **Francia:** l'energia immessa in rete è retribuita con soli 0.05 €/kWh, che spiega lo scarso interesse del settore agricolo;
- **Olanda:** attualmente l'energia immessa in rete ha un valore pari a 0.08 €/kWh, ma la normativa che dovrebbe entrare in vigore entro quest'anno prevede incentivi simili a quelli tedeschi;
- **Germania:** paese europeo nel quale la digestione anaerobica ha avuto il maggior impulso grazie a sovvenzioni che partono da un minimo del 25% del costo d'investimento e prezzi per l'energia elettrica da biogas garantiti per un periodo di 20 anni

La forte incentivazione alla produzione di biogas risulta tutta incentrata su obiettivi energetici, senza preoccuparsi dell'aspetto ambientale ed in particolare dell'impatto dei nitrati sul terreno che ne deriva, grazie anche alle minori concentrazioni zootecniche presenti rispetto all'Italia.

) LA SITUAZIONE IN ITALIA (

Nel nostro Paese, in particolare nelle zone a forte vocazione zootecnica, la situazione è decisamente diversa: l'aspetto ambientale ed il carico di azoto in particolare assume notevole importanza e può giocare un ruolo fondamentale nel promuovere o limitare lo sviluppo del biogas "zootecnico".

Diverse possono essere le motivazioni che spingono l'allevatore-agricoltore verso il biogas, connesse sia alle problematiche ambientali sia a quelle in rese energetiche, con la possibilità di utilizzare a questo scopo anche le biomasse derivanti da superfici set aside, valorizzandole con colture no food quali silomais, siloerba, sorgosilo, ed altre.

Un censimento condotto nel 1999 mostrava che 72 impianti di biogas funzionavano con liquami zootecnici in Italia.

Cinque di questi sono impianti centralizzati e 67 sono impianti aziendali. La quasi totalità degli impianti è localizzata nelle regioni del nord (39 in Lombardia, 7 in Emilia Romagna, 12 in Trentino Alto Adige).

Dai dati relativi a fine 2004, gli impianti sono oltre 100, di cui circa 70 sono di tipo semplificato a basso costo, realizzati con cupola gasometrica di materiale plastico sulla vasca di stoccaggio dei liquami zootecnici.

La maggior parte degli impianti attualmente funzionanti sul nostro territorio sono stati concepiti e quindi dimensionati secondo il criterio di risparmio energetico da parte dell'allevamento, utilizzando tutta l'energia prodotta nel processo di digestione per soddisfare e colmare le richieste energetiche dell'allevamento stesso e solitamente delle utenze domestiche annesse.

Per questo motivo si sono predisposti cogeneratori che funzionano "in isola" cioè senza la possibilità di interfacciarsi con la rete energetica nazionale per un'eventuale cessione di surplus di energia.

Attualmente lo sviluppo delle nuove tecnologie impiantistiche e la possibilità di digerire biomasse, che hanno migliorato e aumentato la capacità di produzione di biogas e le nuove normative energetiche che incentivano la produzione e quindi la vendita di energia da fonti rinnovabili, hanno modificato la concezione e la progettazione delle nuove tipologie impiantistiche. Anche a fronte di una richiesta maggiore dei fabbisogni interni dell'allevamento si opta di norma per una connessione in parallelo alla rete, che consente di poter vendere il surplus di energia non autoconsumata.

Ciò comporta ulteriori vantaggi facilmente monetizzabili, in quanto la vendita del surplus dell'energia e dei certificati verdi (validi in Italia per 8 anni) consente al proprietario di ricevere annualmente introiti, che a loro volta riducono e in alcuni casi dimezzano i tempi di ritorno dell'investimento rispetto alle vecchie tipologie d'impianto.

Le biomasse interessate:	quantità:
deiezioni animali	180.000 t/anno
scarti agro-industriali	12.000.000 t/anno
scarti di macellazione	2.000.000 t/anno
fanghi di depurazione	2-3.000.000 t/anno
frazione organica dei rifiuti urbani	9.000.000 t/anno
residui colturali	10.000.000 t SS/anno
colture energetiche	230.000 ha set a side

Di queste biomasse, disponibili attualmente sul nostro territorio, vengono sfruttate solamente in circa 120 impianti i fanghi di supero provenienti dai depuratori delle acque reflue urbane, in 7 impianti le frazioni organiche dei rifiuti urbani e in alcuni impianti gli scarti della lavorazione agro-industriale. In Italia la normativa e gli incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dovrebbe dare un nuovo impulso allo sviluppo degli impianti di biogas; ne deriva la necessità di potenziare e razionalizzare i sistemi che sfruttano processi di codigestione anaerobica di biomasse di varia natura (di origine zootecnica e agroindustriale, colture energetiche e residui colturali, fanghi di depurazione e frazioni organiche derivanti da raccolte differenziate dei rifiuti urbani).

È auspicabile inoltre incentivare la realizzazione di sistemi integrati anaerobici/aerobici per il trattamento congiunto dei reflui e dei rifiuti organici urbani e di altre biomasse.

L'inserimento in fermentatore di sostanze vegetali ad alto contenuto di sostanza secca comporta problematiche tecniche da affrontare in modo specifico sin dalla fase di progetto, sia per quanto riguarda le attrezzature di carico della biomassa, sia per l'esigenza di sistemi di triturazione e miscelazione opportuni. Particolare attenzione richiede, l'uso degli insilati, che comporta un abbassamento del valore del pH nel digestore e possibili corrosioni delle attrezzature di carico.

È bene ricordare che attivare un impianto per la produzione di biogas equivale ad aggiungere, a quello già presente in azienda, un nuovo allevamento costituito da una diversa categoria di animali: i microrganismi, con tutte le loro esigenze in termini ambientali ed alimentari. È necessario per l'allevatore-agricoltore sviluppare una corretta gestione rispondente alle specifiche esigenze del trattamento, pena possibili inefficienze, insuccessi e delusioni sui ritorni economici dell'investimento.

Come viene ceduta l'energia

L'energia prodotta da fonti rinnovabili, attualmente su richiesta del produttore, viene ritirata dai gestori di rete al prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta dall'acquirente unico alle imprese distributrici, quindi le possibili destinazioni dell'energia prodotta sono le seguenti:

1) Al mercato:

- vendendo l'energia ad un cliente finale idoneo o un grossista tramite contratto bilaterale
- vendendo l'energia in borsa

2) Richiedere al **gestore di rete** cui l'impianto è connesso il ritiro dell'energia elettrica prodotta. Esiste una precisa convenzione stipulata da Federenergia, Enel Distribuzione, GSE, Acquirente Unico e associazione dei produttori che ha lo scopo di definire le modalità tecniche, economiche e contrattuali per il ritiro dell'energia elettrica.

Tale convenzione è di durata annuale e rinnovabile e per il proprio territorio il produttore cede al gestore di rete tutta l'energia elettrica prodotta al netto di quella autoconsumata.

Grazie alla convenzione per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza fino ad 1MW i gestori di rete garantiscono i seguenti prezzi minimi definiti per scaglioni: per i primi 500.000 kWh annui 95 euro/MWh da oltre 500.000 kWh fino a 1 milione di kWh annui 80 euro/MWh da oltre 1 milione fino a 2 milioni di kWh annui 70 euro/MWh oltre 2 milioni di kWh annui il prezzo dell'Acquirente Unico (per fasce orarie o indifferenziato).

L'applicazione di questi prezzi minimi è stata riconosciuta per garantire la copertura dei costi di piccoli impianti che utilizzano le fonti rinnovabili, ma che non sono in grado di partecipare e competere al mercato, in più poiché l'energia ritirata dai gestori di rete è remunerata sulle immissioni effettive i produttori hanno il vantaggio di non presentare i programmi di



produzione e quindi non vengono applicati i corrispettivi di sbilanciamento. I costi da riconoscere al gestore sono 120 euro annui per impianto per coprire i costi amministrativi e 0.5% del controvalore dell'energia ritirata; se ci si avvale del gestore di rete per la gestione dei contratti bisogna corrispondere ulteriori 120 euro annui per impianto e 0.5% del controvalore dell'energia ritirata.

Cosa sono e come funzionano i certificati verdi

I certificati verdi sono dei veri e propri titoli negoziabili sul mercato elettrico, emessi e controllati dal gestore dei servizi elettrici nazionale (GSE), aventi lo scopo di incentivare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e attestanti la provenienza di tale energia da impianti alimentati da fonti rinnovabili quali: il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.

Per avere diritto alla certificazione gli **impianti devono essere qualificati dal GSE** come impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR), quindi gli impianti di biogas che utilizzano rifiuti organici e/o prodotti vegetali con lo scopo di produrre energia elettrica hanno diritto alla qualificazione IAFR ed al rilascio dei certificati verdi che si ottengono seguendo questa procedura:

- richiedere al GSE il riconoscimento IAFR
- avuto il riconoscimento si può richiedere al GSE l'emissione dei certificati verdi per l'anno in corso
- insieme alla domanda, per gli anni successivi all'entrata in produzione, deve essere presentata la dichiarazione fatta all'UTF che dimostrerà la produzione effettiva.

Per **ottenere un certificato verde** bisogna produrre annualmente almeno 50.000 kwh di energia elettrica, ma per piccoli impianti basta una produzione di energia superiore ai 25.000 kwh annui per avere diritto ad un certificato verde. I certificati vengono concessi all'impianto qualificato per **gli 8 anni conseguenti all'entrata in esercizio**, con la possibilità di ottenere per ulteriori anni nuovi certificati previo riammodernamento o ripotenziamento dell'impianto. Attualmente si sta discutendo la possibilità dal punto di vista legislativo di aumentare a 12 anni il periodo di rilascio dei certificati verdi. La domanda di certificati è imposta dalla legge, in quanto vige l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota parte di energia prodotta da fonti rinnovabili pari al 2.35% incrementata dello 0.35% per anno dal 2004 fino al 2006 e per i successivi trienni 2007-2009 e 2010-2012 l'incremento sarà uguale o superiore.

Il prezzo dei certificati verdi è variabile e fissato di anno in anno in base agli incentivi concessi, ricordando che per il 2004 il valore è stato fissato in 9,739 eurocent per kwh e viene riconosciuto sulla totale produzione sia quella autoconsumata, sia quella ceduta. È molto importante evidenziare che i certificati verdi posseduti dal gestore di un impianto biogas e l'energia elettrica prodotta dallo stesso impianto possono essere venduti separatamente poiché i certificati verdi vengono pagati sul totale dell'energia elettrica prodotta dall'impianto, mentre l'energia elettrica che viene pagata è quella ceduta alla rete nazionale, che a sua volta usufruisce della condizione favorevole di priorità di dispacciamento poiché prodotta da fonti rinnovabili. Inoltre le opere per la realizzazione di un impianto IAFR sono di pubblica utilità, come previsto dal D.lgs 387/03. Pertanto fermo restando il rilascio del CPI di competenza del servizio antincendio del Ministero dell'Interno, tutte le opere connesse alla realizzazione ed alla gestione sono soggetti ad un'autorizzazione unica rilasciata dalla Regione o da altro soggetto delegato, ed inoltre gli IAFR di potenza inferiore ai 3MWt sono attività considerate ad inquinamento atmosferico poco significativo.