

INDICE

1. INTRODUZIONE	Pag. 2
2. SCOPO DEL PROGETTO	Pag. 2
3. DESTINATARI E RICADUTE DEL PROGETTO	Pag. 2
4. ANALISI DELLA LEGISLAZIONE RELATIVA ALLA PRODUZIONE DI BIOGAS DA FERMENTAZIONE ANAEROBICA	Pag. 3
4.1 Premesse	Pag. 3
4.2 Definizione e collocazione della biomassa e dei biocombustibili	Pag. 3
4.3 Politiche di promozione dello sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia	Pag. 6
4.4 Politica ambientale: la bioenergia nell'ambito della normativa per il controllo dell'inquinamento atmosferico	Pag. 9
5. I PRODOTTI DELLA DIGESTIONE ANAEROBICA	Pag. 22
6. APPARECCHI PER LA CONVERSIONE ENERGETICA DI BIOGAS	Pag. 24
6.1 Premesse	Pag. 24
6.2 Tecnologie di conversione	Pag. 26
6.3 Tipologie di utilizzo	Pag. 32
7. STIMA DELLE BIOMASSE DISPONIBILI	Pag. 33
7.1 Stima delle materie prime diverse dai reflui zootecnici	Pag. 33
7.2 Stima dei quantitativi di reflui zootecnici	Pag. 37
8. INDIVIDUAZIONE DELLE POTENZIALITÀ DI PRODUZIONE DI BIOGAS IN PROVINCIA DI SONDRIO	Pag. 39
8.1 Premesse	Pag. 39
8.2 Approccio metodologico	Pag. 39
8.3 Analisi della consistenza degli allevamenti e della disponibilita' di materia prima di origine zootecnica	Pag. 39
8.4 individuazione delle potenze installabili e dimensionamento degli impianti	Pag. 45
9. SPERIMENTAZIONE SCIENTIFICA	Pag. 54
9.1 Sperimentazione agronomica relativa a colture erbacee ad elevata produttività ed idoneità all'utilizzazione per la produzione di biogas da biomasse	Pag. 54
9.2 Analisi qualitativa dei campioni di rifiuto organico	Pag. 60
10. RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	Pag. 63
11. ALLEGATI	Pag. 63

1) INTRODUZIONE

E' ormai assodato il fatto che si stia andando incontro ad un progressivo esaurimento delle riserve fossili, pertanto le nuove prospettive prevedono di ricorrere in maniera sempre più significativa a fonti energetiche alternative, non solo per sostituire gli attuali tipi di approvvigionamento, ma per cercare nel contempo di limitare i danni ambientali. Innanzitutto vanno considerati problemi come lo smaltimento dei rifiuti, la liberazione nell'ambiente di carichi azotati sempre crescenti e le emissioni indiscriminate di anidride carbonica nell'atmosfera.

E' arrivato quindi il momento di valutare concretamente la possibilità di ricorrere a fonti di energia rinnovabili e "pulite", di abbattere gli sprechi e di cominciare a considerare alcune materie di scarto, rappresentate dalla frazione organica e verde proveniente dalla raccolta differenziata o dai residui delle lavorazioni agroalimentari, come risorse da sfruttare.

Esistono diverse possibilità di produrre energia a partire dall'agricoltura; tuttavia nell'ultimo ventennio il biogas ha goduto di particolare attenzione.

2) SCOPO DEL PROGETTO

Lo scopo del Progetto INTERREG IIIA Italia-Svizzera che ha permesso lo svolgimento delle attività descritte è stato quello di verificare la reale disponibilità sul territorio di risorse destinabili ad impianti di digestione anaerobica per la generazione di biogas; tali impianti, attualmente del tutto inesistenti in provincia di Sondrio, possono essere realizzati a servizio delle singole aziende o essere di natura consortile. In particolare si è tentato di quantificare i flussi e di conoscere quali tipologie di materie prime siano presenti e sfruttabili, tenendo conto delle produzioni agricole caratteristiche dell'area considerata. Alla luce di queste informazioni, si è voluta suggerire una serie di ipotesi riguardanti l'individuazione di siti potenzialmente adatti alla collocazione di impianti di questo genere e si è proceduto alla stima dell'energia elettrica e termica ottenibili.

3) DESTINATARI E RICADUTE DEL PROGETTO

Le informazioni ottenute da questo studio si rivolgono soprattutto ai soggetti ritenuti potenzialmente interessati al tipo di attività considerata, ma si propone anche di portare all'attenzione di tutti una forma alternativa e tutto sommato ancor poco conosciuta *in loco* per l'ottenimento dell'energia.

La creazione di impianti per la produzione di biogas è auspicabile in quelle aree dove il numero di capi bovini e la loro concentrazione sul territorio sono più elevati; situazioni di questo genere spesso comportano problematiche inerenti lo smaltimento dei reflui prodotti.

I bacini di raccolta delle materie da convogliare ad un digestore possono essere individuati a livello di singole aziende, ove il patrimonio zootecnico lo consenta; tuttavia le soluzioni migliori puntano al coinvolgimento di realtà comunali o sovracomunali, per soddisfare la necessità di realizzare impianti abbastanza grandi da ottimizzare le economie di scala.

Il Progetto ha consentito di produrre una panoramica di quelle che sono le disponibilità di biomasse presenti sul territorio, su base annua, derivanti dai diversi settori agroindustriali e dalla raccolta differenziata, e, a partire da questa stima, si è arrivati ad individuare delle aree idonee alla creazione di digestori anaerobici e la relativa taglia degli impianti realizzabili, espressa in termini di potenza elettrica installabile.

I risultati ottenuti attraverso la fase di sperimentazione invece forniscono utili indicazioni nell'ipotesi di impiegare le componenti organiche derivanti dalla raccolta differenziata per la produzione di biogas, o se in futuro si prospettassero le condizioni idonee per impiantare coltivazioni a scopi energetici sul territorio.

4) ANALISI DELLA LEGISLAZIONE RELATIVA ALLA PRODUZIONE DI BIOGAS DA FERMENTAZIONE ANAEROBICA

4.1 PREMESSE

Nel presente rapporto si descrive il quadro della attuale legislazione¹ in materia di fermentazione anaerobica per la produzione di biogas. Per comprendere appieno il quadro normativo di riferimento è però necessario affrontare anche il tema più generale della biomassa combustibile.

Si precisa innanzitutto che il quadro normativo nazionale, in seguito alla promulgazione del Decreto Legislativo (D.Lgs) n. 152 del 2006 “Norme in materia ambientale”, è in una fase di transizione che lascia allo stato attuale alcune incertezze. Infatti, il D.Lgs è stato pubblicato nel mese di aprile 2006, ed è ufficialmente in vigore. Di fatto però i decreti attuativi già emessi sono stati dichiarati inefficaci e si sta procedendo alla revisione del testo. Pertanto esistono norme in vigore cui non si può dare applicazione perché non esistono decreti attuativi, ed in aggiunta potrebbero essere modificate a breve. Di seguito si presenta comunque il quadro normativo attuale, evidenziando le situazioni di incertezza.

In un'ultima sezione del documento sono elencati i documenti legislativi di riferimento per le aree territoriali facenti capo ai partner di progetto: Regione Lombardia, Provincia Autonoma di Bolzano, Confederazione Elvetica e Cantone dei Grigioni.

4.2 DEFINIZIONE E COLLOCAZIONE DELLA BIOMASSA E DEI BIOCOMBUSTIBILI

Parlando di biomassa e biocombustibili si affronta un universo multiforme dai confini non precisamente ed univocamente definiti, anche per la mancanza di riferimenti legislativi e tecnici precisi, soprattutto per quanto concerne terminologia e classificazione.

La collocazione normativa dei biocombustibili è una materia complessa a causa dell'eterogeneità e moltitudine dei materiali coinvolti, e si complica allorché si abbia a che fare con materiale “residuale”, eventualità peraltro molto comune considerando che sono spesso gli scarti e residui del settore agricolo ed industriale ad essere destinati all'utilizzo energetico; il concetto di “residuale” infatti introduce all'universo dei rifiuti con tutto quanto ne consegue.

4.2.1 Biomassa e biocombustibili: l'approccio comunitario

La risoluzione del problema di inquadrare e collocare biomassa e biocombustibili origina in sede comunitaria nell'ambito della regolamentazione dei rifiuti, specificatamente con la direttiva sull'incenerimento dei rifiuti, la Direttiva 2000/76 del 4 dicembre 2000 recepita a livello nazionale dal D.Lgs 11 maggio 2005, n. 133.

Questa direttiva esclude dal proprio campo di applicazione:

“ *gli impianti che trattano unicamente i seguenti rifiuti:*

- *rifiuti vegetali derivanti da attività agricole e forestali;*
- *rifiuti vegetali derivanti dalle industrie alimentari di trasformazione, se l'energia termica è recuperata;*
- *rifiuti vegetali fibrosi derivanti dalla pasta di carta grezza e dalla produzione di carta, se il processo di coincenerimento viene effettuato sul luogo di produzione e l'energia termica generata è recuperata;*
- *rifiuti di legno ad eccezione di quelli che possono contenere composti alogenati organici o metalli pesanti, a*

¹ I documenti legislativi citati hanno valore esclusivamente informativo e la loro pubblicazione *in toto* o in parte non ha carattere di ufficialità. Si ricorda che fa fede unicamente il testo pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, sulla Gazzetta Ufficiale della Comunità Europea o sui Bollettini Regionali.

seguito di un trattamento protettivo o di rivestimento, inclusi in particolare i rifiuti di legno di questo genere derivanti dai rifiuti edilizi e di demolizione;

• rifiuti di sughero (.....)”

Questo non significa che i materiali sopra elencati non siano rifiuti, o meglio che non lo divengano mai, bensì il Parlamento e il Consiglio Europeo hanno riconosciuto che la regolamentazione della combustione di residui vegetali agricoli, silviculturali, ecc. e in senso lato della biomassa, meriti una legislazione specifica.

Pur non trattandosi di un provvedimento inerente il settore della bioenergia, questa direttiva segna l’inizio di un processo attualmente in sviluppo di inquadramento e collocazione di biomassa e biocombustibili.

Infatti segue la medesima impostazione anche la Direttiva 2001/80 del 23 ottobre 2001 “concernente la limitazione delle emissioni nell’atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione”, che fornisce una definizione del tutto analoga.

Questo però non è l’unico approccio alla questione, poiché nella Direttiva 2001/77 del 27 settembre 2001 “sulla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili” è contenuta una nuova definizione di biomassa, ovvero:

“la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall’agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.”

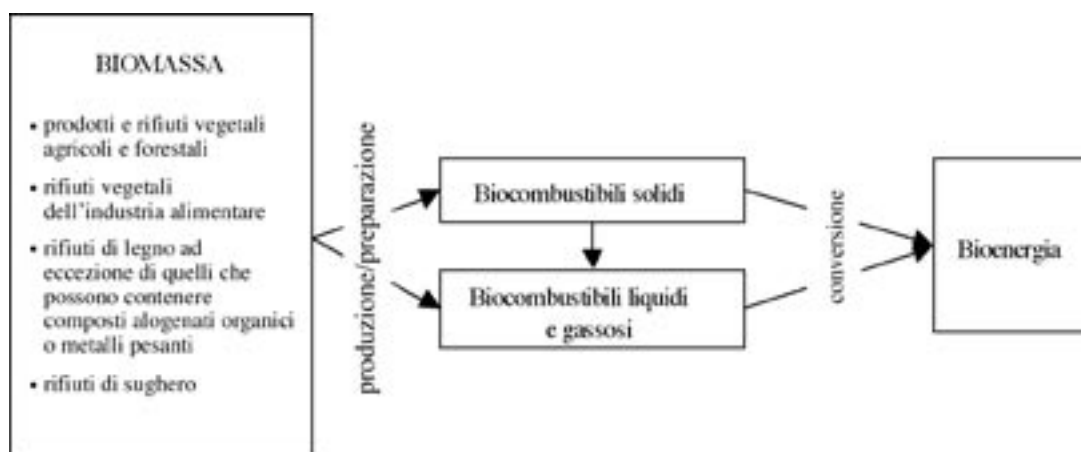
Si noti come, a seconda dell’ambito di applicazione della norma, il termine “biomassa” assuma significati più o meno ampi; in particolare nelle norme volte al contenimento delle emissioni di gas responsabili dell’effetto serra viene incluso nella biomassa qualunque materiale neutro in termini di CO₂, mentre la legislazione sui rifiuti adotta un approccio legato alla qualità dei materiali, restringendo il campo delle sostanze ammesse.

Di fatto, la Direttiva 2000/76 rappresenta il più importante strumento normativo, in quanto prevede la produzione di un insieme di norme specifiche per le biomasse. Seguendo la strada aperta da questa direttiva, la Commissione Europea ha promosso con uno specifico mandato di normazione al CEN la predisposizione di un corpus di norme tecniche per i biocombustibili solidi, ottenuti oltre che dalle biomasse residuali sopra citate anche da prodotti agricoli e forestali. Come richiamato nel testo del mandato, le norme tecniche attualmente in fase di elaborazione da parte del CEN/TC 335 “Solid Biofuels”, secondo la Commissione, dovranno essere il supporto tecnico fondamentale per la futura legislazione comunitaria e nazionale del settore.

In conclusione, riprendendo l’impostazione della Direttiva 2000/76, (come schematizzato in Figura 1) per biomassa si intende la materia prima di origine biologica dalla quale è possibile ottenere un biocombustibile. La biomassa potrà o meno essere un rifiuto, mentre il biocombustibile, rispondente alle specifiche definite dalle norme elaborate dal CEN/TC 335, sarà un combustibile a tutti gli effetti.

E’ quindi obiettivo della Commissione che la futura legislazione comunitaria e nazionale faccia proprio riferimento ai biocombustibili, così come classificati e specificati dalle norme tecniche europee di prossima pubblicazione.

Figura 1 – Biomassa e biocombustibili (CEN/TC 335, rivisto)



4.2.2 Biomassa e biocombustibili: l'approccio nazionale

La definizione e collocazione di biomassa/biocombustibili è stata oggetto di varie revisioni nel corso degli ultimi anni, ed è stata affrontata dalle norme sulla gestione dei rifiuti, sulla regolamentazione dei combustibili e sulla promozione delle fonti rinnovabili. La legislazione in queste materie diverse ha portato ad altrettante definizioni di biomassa.

La legislazione sui rifiuti (D.Lgs n. 22 del 05/02/97) in vigore fino ad aprile 2006 ha inquadrato tutti i materiali vegetali residuali (che in Italia costituiscono un'ampia frazione della biomassa vegetale destinata alla conversione energetica) nella categoria dei rifiuti, conseguentemente vincolandone la conversione energetica (dotazione impiantistica, limiti di emissione, ecc.) con provvedimenti predisposti per i rifiuti, innanzitutto il DM 05/02/98.

Dal canto suo, il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) 08/03/2002 ha inserito nel novero dei combustibili ammessi per impianti industriali e civili le seguenti "biomasse":

materiale vegetale prodotto da coltivazioni dedicate;

materiale vegetale prodotto da trattamento esclusivamente meccanico di coltivazioni agricole non dedicate;

materiale vegetale prodotto da interventi selvicolturali, da manutenzioni forestali e da potatura;

materiale vegetale prodotto dalla lavorazione esclusivamente meccanica di legno vergine e costituito da cortecce, segatura, trucioli, chips, refili e tondelli di legno vergine, granulati e cascami di legno vergine, granulati e cascami di sughero vergine, tondelli, non contaminati da inquinanti;

materiale vegetale prodotto dalla lavorazione esclusivamente meccanica di prodotti agricoli;

sansa di oliva disoleata avente le caratteristiche riportate nella tabella seguente, ottenuta dal trattamento delle sansi vergini con n-esano per l'estrazione dell'olio di sansa destinato all'alimentazione umana, e da successivo trattamento termico, purché i predetti trattamenti siano effettuati all'interno del medesimo impianto; tali requisiti, nel caso di impiego del prodotto al di fuori dell'impianto stesso di produzione, devono, anche agli effetti dell'Art. 26 del decreto del Presidente della Repubblica n. 203/1988, risultare da un sistema di identificazione conforme a quanto stabilito al punto 3 (...)

Sono quindi questi i biocombustibili solidi in ambito nazionale. Si evidenzia come l'approccio nazionale sia più restrittivo di quello comunitario.

Infine il D.Lgs 387/2003 "Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" ricalca la definizione di biomassa contenuta nella direttiva, ovvero "la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui". Analogamente a quanto evidenziato per la normativa europea, tale definizione è limitata all'individuazione della frazione rinnovabile di prodotti, rifiuti e residui, che gode di incentivazione se destinata a produzione di energia.

Il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006, n.152, "Norme in materia ambientale" che riunisce e modifica gran parte delle norme emesse in materia ambientale, tra cui quelle sopracitate, mantiene tale impostazione. Premesso che è presumibile che tale difformità possa o debba essere prima o poi risolta² nella logica dell'armonizzazione delle diverse legislazioni nazionali, allo stato attuale in Italia la collocazione normativa della biomassa vegetale allorché destinata all'utilizzo energetico è sintetizzabile come segue.

Biomasse vergini

Il materiale vegetale rispondente alla descrizione inclusa nell'Allegato IX alla Parte V del D.Lgs 152/2006, (ex DPCM 08/03/2002), può essere inquadrato come un combustibile e la sua conversione energetica è regolamentata nell'ambito della normativa sui combustibili; si tratta sostanzialmente di "biomassa vergine" quindi che non ha subito alcun trattamento chimico. Si noti che il criterio distintivo delle biomasse combustibili è la qualità dei materiali all'atto della conversione energetica, pertanto l'appartenenza di un materiale alle "biomasse combustibili" non esclude il fatto che debba essere trattato come un rifiuto, qualora rientri in tale definizione, nelle fasi di gestione precedenti alla conversione.

Materiale residuale biogenico che ha subito un trattamento chimico

Il materiale biogenico difforme dai suddetti requisiti, sostanzialmente quindi quello che ha subito un qualsiasi trattamento chimico, rimane collocato, almeno ai fini della regolamentazione della conversione energetica, nell'universo "rifiuti"; il suo utilizzo energetico è disciplinato dal Decreto Ministeriale (DM) 05/02/98 e modifiche, in attesa di una revisione ai sensi dell'Art. 214 del D.Lgs 152/2006, e dal D.Lgs 133/2005.

² Il recepimento della Direttiva 2000/76 non ha di fatto determinato alcuna modifica nella legislazione nazionale in materia di bioenergia.

4.3 POLITICHE DI PROMOZIONE DELLO SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI IN ITALIA

In Italia nel corso dell'ultimo decennio sono state adottate politiche e programmi orientati verso gli obiettivi di sostenibilità definiti a livello di Unione Europea.

Il provvedimento da cui nasce tutto il sistema di incentivazioni oggi in vigore per i nuovi impianti è il D.Lgs n.79/99³, che si muove in direzione di una maggiore efficienza del settore energetico nel suo complesso, e pone le basi per l'effettiva liberalizzazione del mercato interno dell'energia elettrica⁴.

Con il decreto si intende promuovere anche un più ampio contributo delle fonti rinnovabili (già oggetto di altre iniziative in cui vengono gettate le basi per una più forte valorizzazione delle stesse all'interno del quadro energetico globale) per il soddisfacimento del fabbisogno di elettricità, attraverso l'emanazione delle seguenti principali misure:

- assicurare la precedenza nel dispacciamento all'elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti di energia rinnovabili;
- obbligare, a decorrere dal 2001, le imprese che producono o importano elettricità da fonti non rinnovabili a immettere in rete, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti nuovi o ripotenziati, alimentati da fonti di energia rinnovabili ed entrati in esercizio dopo l'1 aprile 1999 (si tratta del cosiddetto meccanismo dei Certificati Verdi);
- dare la priorità all'uso delle fonti di energia rinnovabili nelle piccole reti isolate.

Dopo la definizione di altre misure volte alla sostenibilità energetica, ed in particolare all'efficienza negli usi finali, con il DM del 24 aprile 2001 (sostituito dal DM del 20 luglio 2004) che istituisce il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi), si assiste ad una forte accelerazione delle politiche in seguito alla ratifica del protocollo di Kyoto da parte del Parlamento.

In particolare si ricorda il D.Lgs⁵ n. 387 di recepimento della Direttiva 2001/77/CE per la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, in cui viene stabilito (Art. 3) un incremento della quota obbligatoria di energia elettrica da fonti rinnovabili (aumento progressivo annuale del 0,35% dall'anno 2004 all'anno 2006 e aumento da definire per gli anni successivi).

Il D.Lgs n. 387/2003 introduce inoltre la possibilità di misure particolari per alcune tecnologie rinnovabili (biomasse – Art. 5, solare – Art. 6). In particolare, per quanto concerne le biomasse (Art. 5), prevede, anche attraverso l'emanazione di successivi decreti attuativi, “disposizioni specifiche per la valorizzazione energetica delle biomasse, dei gas residui dai processi di depurazione e del biogas”, tese a favorire il riutilizzo ai fini energetici delle biomasse.

Il decreto introduce incentivazioni basate sui CV (Certificati Verdi) anche per l'energia elettrica prodotta dall'incenerimento di rifiuti e CDR (Combustibile Derivato dai Rifiuti - anche per la parte non biodegradabile, come “fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili”, Art. 17), purché sia rispettata la gerarchia di trattamento degli stessi prevista dalla legislazione comunitaria, esclude la cumulabilità degli incentivi (Art. 18) e prevede disposizioni transitorie e finali (Art. 20), quali la possibilità di elevare il periodo di riconoscimento dei CV oltre l'ottavo anno per la produzione di elettricità da biomassa e la possibilità di utilizzare i CV rilasciati in un anno anche per ottemperare all'obbligo relativo ai successivi due anni (cosiddetto “banking”).

Un ulteriore impulso allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili è dovuto alla Legge 316/2004⁶, di recepimento della Direttiva 2003/87 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità. La legge stabilisce che alcune categorie di impianti hanno l'obbligo di possedere diritti di emissione di gas-serra corrispondenti ai quantitativi realmente emessi. I diritti di emissione, possono poi essere oggetto di contrattazione, all'interno di un apposito mercato, che rappresenta quindi uno strumento indiretto di incentivazione all'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili.

³ Decreto Legislativo 16/03/1999, n. 79 “Attuazione della Direttiva 96/92/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica” (detto anche “Decreto Bersani”).

⁴ Un analogo passo si compie per il settore del gas naturale con il Decreto Legislativo 23/05/2000, n. 164 “Attuazione della Direttiva 98/30/CE, recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'Art. 41 della Legge 17 Maggio 1999, n. 144” (detto anche “Decreto Letta”).

⁵ D.Lgs 29/12/2003, n. 387 - Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. GU 31/1/04, n. 25.

⁶ Legge 30 dicembre 2004, n. 316 “Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 12 novembre 2004, n. 273, recante disposizioni urgenti per l'applicazione della Direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra nella Comunità Europea”. GU n. 2 del 4 gennaio 2005.

Si deve citare, infine, la normativa di promozione specifica dei biocombustibili liquidi. La Legge 23 dicembre 2005, n. 266⁷ ha stabilito che un quantitativo annuo di 200.000 tonnellate di biodiesel è esentato dalle accise sui carburanti.

Più recentemente la Legge n. 81/2006⁸ ha inoltre introdotto (Art. 2-quater, comma 2) per i produttori di carburanti diesel e di benzina l'obbligo:

“di immettere al consumo biocarburanti di origine agricola (...) in misura pari all'1 per cento dei carburanti diesel e della benzina immessi al consumo nell'anno precedente. Tale percentuale, espressa in potere calorifico inferiore, è incrementata di un punto per ogni anno, fino al 2010”.

E' quindi stato attivato un vero e proprio sistema di incentivazione a favore dei biocarburanti, seppure in fase embrionale rispetto a quanto fatto da altri Paesi dell'Unione Europea.

4.3.1 Il meccanismo dei Certificati Verdi

In Italia, il meccanismo dei certificati verdi è diventato operativo dall'1 gennaio 2002. Come accennato in precedenza, esso consiste nell'obbligo, a carico dei grandi importatori e produttori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, a decorrere dal 2002, di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota di elettricità, prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo l'1 aprile 1999, maggiore di una certa percentuale.

La percentuale è inizialmente fissata al 2% (calcolato sulla produzione o importazione da fonti non rinnovabili dell'anno precedente, decurtata dell'elettricità prodotta in co-generazione, degli autoconsumi di centrale, delle esportazioni, con una “franchigia” di 100 GWh). L'obbligo può essere soddisfatto anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori.

Il D.Lgs 387/2003 prevede inoltre l'incremento della quota minima obbligatoria del 2% di 0,35 punti percentuali per ogni anno a decorrere dal 2004 fino al 2006 (e con percentuali di aumento da definire per gli anni a seguire) (Art. 4). Il D.Lgs 152/2006 stabilisce, all'Art. 267, comma 4, che il periodo di validità dei certificati verdi possa variare da otto a dodici anni. Non sono però ancora state emanate le norme attuative di tale disposizione, che pertanto non è ancora applicata.

In base al meccanismo, l'elettricità da fonti rinnovabili viene ceduta alla rete godendo della precedenza nel dispacciamento. In aggiunta, al produttore vengono rilasciati, annualmente e per otto anni, i certificati verdi, commerciabili in un mercato parallelo, il cui funzionamento è stato organizzato nell'ambito del regolamento del mercato elettrico, ma che da questo è svincolato. I certificati verdi costituiscono lo strumento con il quale i soggetti sottoposti all'obbligo della quota minima devono dimostrare di avervi adempiuto.

Il Decreto Ministeriale 11 novembre 1999 reca anche disposizioni affinché sia noto, anno per anno, una sorta di valore massimo di riferimento a cui è possibile “piazzare” i certificati verdi. Infatti, gli impianti Cip 6/92 entrati in esercizio dopo l'1 aprile 1999 hanno anch'essi diritto ai certificati verdi, i quali, però, sono di proprietà del Gestore dei Servizi Elettrici (GSE): questi li immette sul mercato a un prezzo determinato in base alla differenza tra l'onere di acquisto dell'elettricità Cip 6/92 (quando viene riconosciuta anche la quota incentivante) e i proventi della vendita della medesima elettricità.

Infine, per gli inadempienti sono stabilite sanzioni, originariamente consistenti nella limitazione alla partecipazione al mercato dell'elettricità, ma che, secondo il recente D.Lgs 287/2003 (Art. 4), possono essere di natura amministrativa pecuniaria, venendo comminate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas secondo i termini della Legge 14 novembre 1995, n. 481 (e successive modificazioni).

Nel complesso, il meccanismo mira a stimolare la competizione tra gli operatori delle energie rinnovabili e tra le diverse tecnologie, allo scopo di conseguire il risultato (il raggiungimento della quota minima) al minor costo per la collettività.

Riconoscimento dei certificati verdi agli impianti alimentati a biomasse e rifiuti

Prima dell'entrata in vigore del D.Lgs 152/2006, gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili godevano del diritto di emettere certificati verdi per i primi otto anni di esercizio. Un primo passo per l'estensione di tale periodo è stato compiuto dal decreto del Ministero delle Attività Produttive del 24 ottobre 2005 (Attuazione delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del D.Lgs 16 marzo 1999, n. 79), che stabilisce che la produzione di energia elettrica da impianti alimentati a biomasse e rifiuti ha diritto ai certificati verdi per ulteriori quattro anni, in misura corrispondente al 60% della produzione energetica annua netta (Art. 5, comma 2).

Non è allo stato attuale chiaro come tale norma si accordi con l'estensione del diritto ai certificati verdi a do-

⁷ Legge 23 dicembre 2005, n. 266 “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge Finanziaria 2006)”.

⁸ Conversione del Decreto Legge 10 gennaio 2006, n. 2, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 8 dell'11 gennaio 2006 “Interventi urgenti per i settori dell'agricoltura, dell'agroindustria, della pesca, nonché in materia di fiscalità d'impresa”.

dici anni, sancita dal recente D.Lgs 152/2006, in quanto non si capisce se il DM 24/10/05 è da ritenersi superato, o se deve sommarsi a quanto stabilito dal “Testo Unico”, consentendo un ulteriore prolungamento dei CV per gli impianti alimentati a biomasse. La materia dovrebbe però essere chiarita nei prossimi mesi. Resta comunque da stabilire quali rifiuti siano ammessi al regime di incentivazione riservato alle fonti energetiche rinnovabili. Il D.Lgs 387/2003 include nella propria definizione di biomasse, riconosciute come fonti rinnovabili, la frazione biodegradabile dei rifiuti (Art. 2):

In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.

Il decreto, inoltre, stabilisce all'articolo 17 che alcuni rifiuti siano ammessi al regime riservato alle fonti rinnovabili:

1. [...] nel rispetto della gerarchia di trattamento dei rifiuti di cui al Decreto Legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, sono ammessi a beneficiare del regime riservato alle fonti energetiche rinnovabili i rifiuti, ivi compresa, anche tramite il ricorso a misure promozionali, la frazione non biodegradabile ed i combustibili derivati dai rifiuti, di cui ai decreti previsti dagli articoli 31 e 33 del Decreto Legislativo 5 febbraio 1997, [...].

3. [...] il Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del territorio, sentite le competenti Commissioni parlamentari e d'intesa con la Conferenza Unificata, adotta un decreto con il quale sono individuati gli ulteriori rifiuti e combustibili derivati dai rifiuti ammessi a beneficiare, anche tramite il ricorso a misure promozionali, del regime giuridico riservato alle fonti rinnovabili. Il medesimo decreto stabilisce altresì:

a) i valori di emissione consentiti alle diverse tipologie di impianto utilizzanti i predetti rifiuti e combustibili derivati dai rifiuti;

b) le modalità con le quali viene assicurato il rispetto della gerarchia comunitaria di trattamento dei rifiuti, di cui al Decreto Legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, in particolare per i rifiuti a base di biomassa.

4. Fatto salvo quanto disposto al comma 1, l'ammissione dei rifiuti e dei combustibili derivati dai rifiuti al regime giuridico riservato alle fonti rinnovabili è subordinata all'entrata in vigore del decreto di cui al comma 3.

Il comma 1 dell'Art.17 garantisce che le biomasse regolamentate dal DM 5/2/98 siano incluse al regime di incentivazione riservato alle fonti rinnovabili. Inoltre, il decreto attuativo di cui al comma 3, il DM 5 maggio 2006, fissa un elenco di rifiuti che possono beneficiare del regime di incentivi. L'elenco è suddiviso in due parti, in cui la prima è sempre ammessa agli incentivi, mentre per la seconda parte devono essere sottoscritti specifici accordi di programma tra associazioni di categoria ed il Ministro delle Attività Produttive e il Ministro dell'Ambiente, che garantiscano il rispetto della gerarchia di trattamento dei rifiuti.

I rifiuti biogenici cui si applica questo decreto, ovvero quelli che non sono compresi nel DM 5/2/98 e sono presenti nell'Allegato I del DM 5 maggio 2006, sono in gran parte elencati nella seconda categoria, cioè il loro recupero energetico ha diritto al regime di incentivazione riservato alle fonti rinnovabili solo dopo la sottoscrizione di specifici accordi di programma che coinvolgano tutti gli attori della filiera di gestione.

Si sottolinea comunque che il decreto pone problemi interpretativi e non si ha notizia di accordi di programma sottoscritti, pertanto non si conoscono gli effetti che possono avere sull'utilizzo energetico di rifiuti di biomasse.

4.3.2 Il meccanismo dei Certificati Bianchi

Per quanto attiene agli obiettivi di efficienza e risparmio energetici, un decreto del Ministero delle Attività Produttive⁹ (20 luglio 2004) stabilisce gli obiettivi di risparmio energetico negli usi finali che, nel periodo 2005-2009, debbono essere obbligatoriamente conseguiti dai distributori di elettricità e gas naturale, dando attuazione a quanto previsto nell'Art. 9 del D.Lgs 79/99 e all'Art.16 del D.Lgs 164/00.

Nei provvedimenti si stabilisce che, a partire dal 2005, i distributori di energia elettrica e gas (l'obbligo si applica ai distributori con più di 100.000 clienti idonei) devono dimostrare alla fine dell'anno di aver conseguito risparmi energetici pari alle quote fissate dai Ministeri dell'Ambiente e delle Attività Produttive. La garanzia di tali guadagni di efficienza è rappresentata dai “Titoli di Efficienza Energetica” (TEE), emessi dall'Autorità per l'Energia elettrica ed il Gas a fronte di miglioramenti negli usi finali in progetti qualificati per l'emissione, corrisposti per la durata di 5 anni. Per facilitare il conseguimento degli obiettivi stabiliti, i decreti permettono che i TEE siano oggetto di contrattazione, determinando la formazione di un mercato dei titoli di efficienza simile a quello dei certificati verdi. A qualunque soggetto che effettua interventi qualificati di riduzione dei consumi di energia presso gli utenti finali vengono corrisposti TEE per un valore corrispondente all'energia risparmiata; i titoli possono essere poi negoziati sul mercato. Gli interventi ammessi comprendono sia progetti di miglioramento dell'efficienza energetica, sia di sostituzione dei combustibili fossili con fonti rinnovabili, tra cui le biomasse.

⁹ Decreto del Ministro delle Attività Produttive, 20 luglio 2004, (GU 1 settembre 2004, n. 205) “Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'articolo 16, comma 4, del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164”.

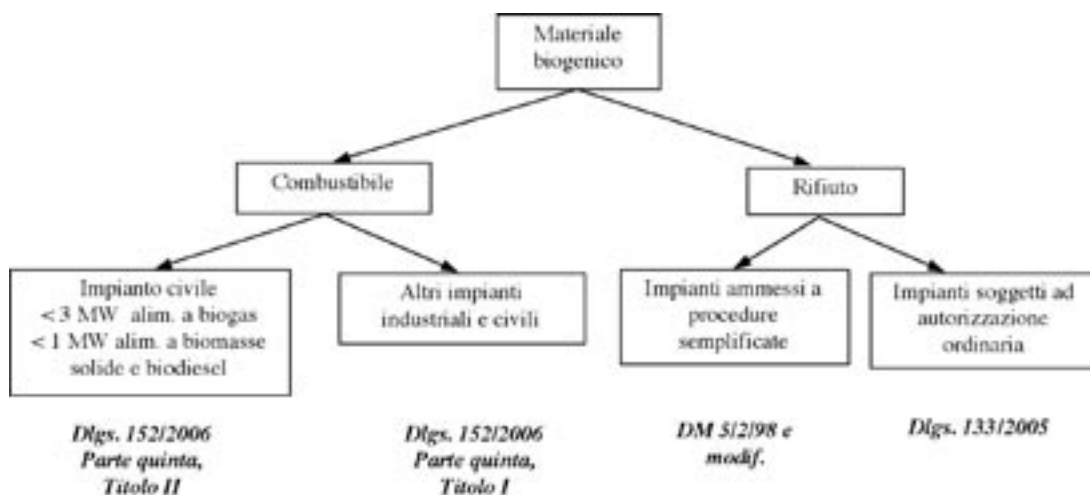
4.4 POLITICA AMBIENTALE: LA BIOENERGIA NELL'AMBITO DELLA NORMATIVA PER IL CONTROLLO DELL'INQUINAMENTO ATMOSFERICO

4.4.1 Premesse

Per affrontare la tematica della regolamentazione della conversione energetica di materiale biogenico ai fini della prevenzione e della limitazione dell'inquinamento atmosferico si deve innanzitutto considerare la collocazione di tale materiale nel quadro normativo che, come analizzato nel capitolo 4.2, è in continua evoluzione, soprattutto sulla spinta del nuovo approccio comunitario. Limiti di emissione, dotazioni impiantistiche richieste, ecc. variano quindi innanzitutto in relazione alla collocazione normativa del materiale, in termini semplificativi combustibile o rifiuto.

Lo schema semplificato di Figura 2 illustra brevemente quindi le diverse opzioni che si possono presentare e la relativa legislazione di riferimento per quanto concerne la regolamentazione della conversione energetica. Nei paragrafi seguenti viene illustrata questa legislazione inerente la conversione energetica della biomassa, in relazione al quadro generale della normativa per il controllo dell'inquinamento atmosferico.

Figura 2 – Schema semplificato della regolamentazione della combustione di biomassa



4.4.2 Normativa sugli impianti industriali e civili

Il principale documento normativo che disciplina le emissioni in atmosfera è il recente D.Lgs 152/2006. La Parte V del decreto, ai fini della prevenzione e della limitazione dell'inquinamento atmosferico, si applica agli impianti ed alle attività che producono emissioni in atmosfera e stabilisce i valori di emissione, le prescrizioni, i metodi di campionamento e di analisi delle emissioni ed i criteri per la valutazione della conformità dei valori misurati ai valori limite. Il testo si propone di riunire ed armonizzare tutta la legislazione prodotta in materia, riordinando il precedente quadro. La situazione è in evoluzione, in quanto il decreto è attualmente oggetto di revisione. Le norme presentate di seguito sono comunque pienamente in vigore.

Il decreto, che non si applica agli impianti che utilizzano rifiuti disciplinati dal D.Lgs 133/2005, distingue innanzitutto gli impianti che devono essere sottoposti ad autorizzazione da quelli che ne sono esentati (Art. 269, comma 14). In particolare rientrano tra gli impianti esentati:

“a) impianti di combustione, compresi i gruppi elettrogeni a cogenerazione, di potenza termica nominale inferiore a 1 MW, alimentati a biomasse di cui all'allegato X alla Parte V del presente decreto, a gasolio, come tale o in emulsione, o a biodiesel; (...)

d) impianti di combustione, ubicati all'interno di impianti di smaltimento dei rifiuti, alimentati da gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas, di potenza termica nominale non superiore a 3 MW, se l'attività di recupero è soggetta alle procedure autorizzative semplificate previste dalla parte quarta del presente decreto e tali procedure sono state espletate;

e) impianti di combustione alimentati a biogas di cui all'allegato X alla Parte V del presente decreto, di potenza termica nominale complessiva inferiore o uguale a 3 MW; (...)”

Gli impianti industriali e quelli civili soggetti ad autorizzazione sono disciplinati dal Titolo I, che ne stabi-

lisce gli adempimenti amministrativi e i limiti di emissione, e demanda (Art. 271, comma 2) ad un decreto ministeriale la fissazione delle prescrizioni per i diversi impianti.

Gli impianti civili non soggetti ad autorizzazione ricadono invece nell'ambito di applicazione del Titolo II, dove sono stabilite le procedure di comunicazione alle autorità competenti dell'installazione degli impianti, (Art. 284), i requisiti tecnici ed i limiti di emissione. In Tabella 1 si riportano i principali requisiti richiesti per il controllo della combustione. Si noti che quanto riportato in tabella si applica agli impianti alimentati a biomasse solide o biodiesel solo per quanto concerne gli impianti di potenza inferiori ad 1 MW, ed al biogas per impianti inferiori a 3 MW. Infatti apparecchi con potenze maggiori necessitano di autorizzazione e ricadono nel Titolo I.

Si ricorda inoltre che l'Allegato IX alla Parte V fissa requisiti specifici per i camini ed i canali da fumo.

Sebbene i due Titoli prevedano diversi requisiti impiantistici, i limiti di emissione per le biomasse solide, ed il biogas sono comuni (Tabella 2, Tabella 3, Tabella 4, Tabella 5). Per quanto riguarda il biodiesel, invece, i limiti di emissione sono equiparati a quelli degli impianti a gasolio.

Tabella 1 – Requisiti tecnici per gli impianti di cui al Titolo II del D.Lgs 152/2006, ovvero impianti termici civili non soggetti ad autorizzazione (Articolo 294 e Allegato IX alla Parte V)

	Potenza termica nominale per singolo focolare (MW)		
	>1,16	>1,5	>2,3
Misura in continuo della temperatura dei fumi ¹⁰	OBBLIGATORIO		
Misura della pressione in camera di combustione ed alla base del camino	OBBLIGATORIO		
Misura in continuo in camera combustione (T, CO, O ₂)		OBBLIGATORIO	
Misura in continuo sulle emissioni di: CO, CO ₂ (CO+H ₂) ¹¹			OBBLIGATORIO

Tabella 2 – Parte V del D.Lgs 152/2006: limiti di emissione per la conversione energetica di "biomasse combustibili"

Inquinanti	Potenza termica nominale complessiva installata (MW)			
	(1) >0,15÷ ≤ 3	> 3 ÷ ≤ 6	> 6 ÷ ≤ 20	> 20
	mg/Nm ³ (2)	mg/Nm ³ (2)	mg/Nm ³ (2)	mg/Nm ³ (2)
Polveri totali	100	30	30	30 10 (3)
Carbonio organico totale (COT)	---	---	30	20 10 (3)
Monossido di carbonio (CO)	350	300	250 150 (3)	200 100 (3)
Ossidi di azoto (espressi come NO ₂)	500	500	400 300 (3)	400 200 (3)
Ossidi di zolfo (espressi come SO ₂)	200	200	200	200
I limiti sono riferiti ad un'ora di funzionamento a regime dell'impianto. Il tenore di ossigeno di riferimento è l'11% in volume nell'effluente gassoso anidro. (1) Agli impianti di potenza termica nominale complessiva pari o superiore a 0.035 MW e non superiori a 0.15 MW si applica un valore limite di emissione per le polveri totali di 200 mg/Nm ³ . (2) I valori limite sono riferiti al volume di effluente gassoso secco rapportato alle condizioni normali: 0 °C e 0,1013 MPa. (3) Valori medi giornalieri				

¹⁰ L'apparecchiatura deve essere comunque installata in tutti gli impianti.

¹¹ Le apparecchiature devono comunque essere installate su tutti gli impianti di potenzialità superiore a 1,16 MW. In alternativa alla concentrazione di CO ed H₂ può essere adottato un misuratore dell'ossigeno in eccesso o anche un misuratore dell'opacità dei fumi.

Tabella 3 – Parte V del D.Lgs 152/2006: limiti di emissione (valori medi orari) per motori a combustione interna alimentati a biogas

Ossigeno 5% effluente anidro (v/v)	Potenza termica complessiva installata (MW)	
	≤ 3	> 3
Carbonio organico totale (COT)	150	100
Monossido di carbonio (CO)	800	650
Ossidi di azoto (espressi come NO ₂)	500	450
Composti inorganici del cloro sotto forma di gas o vapori come HCl	10	10

Tabella 4 – Parte V D.Lgs 152/2006: limiti di emissione (valori medi orari) per turbine a gas fisse alimentate a biogas

Ossigeno 15% effluente anidro (v/v)	Potenza termica complessiva installata (MW)			
	≤ 8	> 8 ±15	> 15 ± 50	> 50
Carbonio organico totale (COT)	--	--	50	50
Monossido di carbonio (CO)	100	80	60	50
Ossidi di azoto (espressi come NO ₂)	150	80	80	60
Composti inorganici del cloro sotto forma di gas o vapori come HCl	5	5	5	5

Tabella 5 – Parte V D.Lgs 152/2006: limiti di emissione (valori medi orari) per altri impianti alimentati a biogas

Ossigeno 3% effluente anidro (v/v)	Potenza termica complessiva installata (MW)	
	≤ 3	> 3
Carbonio organico totale (COT)	30	20
Monossido di carbonio (CO)	150	100
Ossidi di azoto (espressi come NO ₂)	300	200
Composti inorganici del cloro sotto forma di gas o vapori come HCl	30	30

Disciplina sui combustibili

Gli impianti disciplinati dal Titolo I e Titolo II, come si è detto, possono essere alimentati a biomasse. Il Titolo III, e l'Allegato X alla Parte V ad esso collegato, disciplina tutti i combustibili consentiti sul territorio nazionale ed in particolare definisce le biomasse combustibili, riprendendo quanto riportato nel DPCM 8/3/2002, da esso abrogato. La definizione è riportata nel capitolo 4.4.2. Si sottolinea ancora una volta che l'utilizzo energetico di materiali biogenici esclusi da tale definizione deve rientrare nella normativa sulla gestione dei rifiuti. Inoltre l'Allegato X alla Parte V definisce le caratteristiche merceologiche del biodiesel.

Infine si specifica che il biogas è da intendersi combustibile qualora sia proveniente:

“dalla fermentazione anaerobica metanogenica di sostanze organiche non costituite da rifiuti. In particolare non deve essere prodotto da discariche, fanghi, liquami e altri rifiuti a matrice organica. Il biogas derivante dai rifiuti può essere utilizzato con le modalità e alle condizioni previste dalla normativa sui rifiuti.”

Il biogas deve inoltre essere costituito prevalentemente da metano e biossido di carbonio ed avere un contenuto di H₂S ≤ 0,1% v/v.

L'utilizzo del biogas è consentito solo nel medesimo comprensorio industriale in cui è prodotto. Si noti però che l'articolo 269, comma 14 sopra riportato specifica che, anche gli impianti di capacità minore di 3 MW alimentati a biogas prodotto ai sensi del DM 5/2/98 non necessitano di autorizzazione.

4.4.3 La normativa per il recupero energetico dei rifiuti

Procedura ordinaria

La conversione energetica dei rifiuti dispone di una propria regolamentazione che, prescindendo dai rifiuti tossici e pericolosi, è articolata invece sulla Direttiva 2000/76, recentemente recepita in Italia, che abroga e sostituisce le precedenti e regola la conversione energetica dei rifiuti.

Il Decreto Legislativo 11 maggio 2005, n. 133, recepimento della Direttiva 2000/76/CE in materia di incenerimento dei rifiuti, stabilisce le condizioni di esercizio, gli adempimenti amministrativi ed i limiti di emissioni per gli impianti di incenerimento e co-incenerimento dei rifiuti; il decreto si applica agli impianti di combustione, gassificazione, pirolisi o altre tecnologie di conversione. Sono comunque esclusi dall'ambito di applicazione del decreto gli impianti finalizzati al recupero di materia o energia che hanno diritto alle procedure semplificate (salvo gli impianti sottoposti ad autorizzazione integrata ambientale ai sensi del D.Lgs 18 febbraio 2005, n. 59).

Le principali condizioni operative fissate dal Decreto 133 sono riportati in Tabella 6.

Procedura semplificata

Il D.Lgs 152/2006, Parte IV, costituisce il testo principale nella normativa in materia di rifiuti, mantenendo nella sostanza l'impianto del D.Lgs 22/97, il cosiddetto "Decreto Ronchi". Il nuovo decreto favorisce il recupero di determinate categorie di rifiuti attraverso la predisposizione di procedure semplificate per la costruzione degli impianti di recupero. Fino alla promulgazione del decreto attuativo ai sensi dell'Art. 214, resta comunque in vigore il DM 5/2/98 "Individuazione dei rifiuti non pericolosi sottoposti alle procedure semplificate di recupero ai sensi degli articoli 31 e 33 del D.Lgs 22 del 05/02/97".

Tale decreto fissa le condizioni secondo le quali le attività di recupero di materia o di energia dei rifiuti non pericolosi sono ammesse a procedura semplificata (comunicazione alla Provincia) che sostituisce sia l'autorizzazione all'attività di recupero dei rifiuti, sia l'autorizzazione regionale prevista per le attività che generano emissioni in atmosfera (solo in caso di modifica dell'impianto).

Limitando l'analisi di questo fondamentale decreto al recupero di energia, si rileva che esso, per le diverse tipologie di rifiuti, individua:

- Tipologie di impianti ammessi ed eventualmente la taglia minima:
 - dedicati: destinati esclusivamente al recupero energetico dei rifiuti;
 - termici: impianto industriale per la produzione di energia (con esclusione degli impianti termici per uso civile).
- Rendimento minimo degli impianti;
- Caratteristiche del rifiuto per il recupero energetico; queste vengono specificate per alcune tipologie di rifiuti:

CDR, combustibile derivato da rifiuti [191210]

PCI	minimo sul tal quale	15.000 kJ/kg
Umidità in massa	max	25 %
Cloro	" "	0,9 %
Zolfo	" "	0.6 %
Ceneri sul secco in massa	" "	20 %
Pb (volatile)	" "	200 mg/kg
Cr	" "	100 mg/kg
Cu (composti solubili)	" "	300 mg/kg
Mn	" "	400 mg/kg
Ni	" "	40 mg/kg
As	" "	9 mg/kg
Cd+Hg	" "	7 mg/kg

Per ciascuna partita di CDR deve essere certificata la temperatura di rammollimento delle ceneri.

Biogas [190599]

Gas combustibile avente le seguenti caratteristiche:

Metano	min.	30% vol
H ₂ S	max	1.5% vol
PCI sul tal quale,	min.	12.500 kJ/Nm ³

Rifiuti della lavorazione del legno e affini trattati [030105] [150103] [191207] [200307] [200138]

Scarti e agglomerati anche in polvere a base esclusivamente legnosa e vegetale contenenti un massimo di resine fenoliche dell'1% e privi di impregnanti a base di olio di catrame o sali CCA, aventi inoltre le seguenti caratteristiche:

- un contenuto massimo di resine urea - formaldeide o melanina - formaldeide o urea - melanina - formaldeide del 20% (come massa secca/massa secca di pannello);
- un contenuto massimo di resina a base di difenilmetandiisocianato dell'8% (come massa secca/massa secca di pannello);
- un contenuto massimo di cloro dello 0,9% in massa;
- un contenuto massimo di additivi (solfato di ammonio, urea - esametilentetrammina) del 10% (come massa secca/massa secca di resina).

Rifiuti della lavorazione del tabacco [020304]

PCI sul secco	minimo	8.000 kJ/kg
Umidità	massima	16 %

Scarti di pulper [030307]

Umidità in massa	max	30 %
PCI	minimo sul tal quale	12.500 kJ/kg
Ceneri	massimo sul tal quale	10 %
Cloro	“ “ “	0.9 %
Zolfo	“ “ “	0.5 %
Pb+Cr+Cu+Mn+Zn	“ “ “	900 mg/kg
Pb	massimo sul secco	200 mg/kg
Cr	“ “ “	50 mg/kg
Cu	“ “ “	300 mg/kg
Mn	“ “ “	150 mg/kg
Ni	“ “ “	20 mg/kg
As	“ “ “	9 mg/kg
Cd+Hg	“ “ “	7 mg/kg

Tabella 6 – Decreto Legislativo 133/2005: principali condizioni per l'incenerimento dei rifiuti

Bruciatore pilota	sì (entra in funzione se la T scende sotto 850° C)				
Alim. auto. rifiuto	sì				
Controllo e registrazione in continuo di:					
ossigeno, CO, polveri, NO _x , HCl, COT, SO ₂	sì				
T effluente gassoso e camera	sì				
HF	sì				
vapore acqueo	sì, se l'effluente non viene essiccato				
pressione	sì				
metalli pesanti. diossine	da definire prima un sistema				
Condiz. di combustione:					
T camera ≥ 850° C	sì				
T camera ≥ 1100° C	se incen. rif. pericolosi con oltre 1% di alogenati espressi in cloro				
perman. camera ≥ 2”	sì				
COT nelle ceneri	<3% del peso secco				
Limiti di emissione in aria (mg/m³)	mg	m 30 (100%)	m 30 (97%)	mh	m 8h
polveri	10	30	10		
NO _x (espressi come NO ₂)	200	400	200		
SO ₂	50	200	50		

Limiti di emissione in aria (mg/m³)	mg	m 30 (100%)	m 30 (97%)	mh	m 8h
COT	10	20	10		
HF	1	4	2		
HCl	10	60	10		
Cd + Tl (e composti)				0,05	
Hg (e composti)				0,05	
(Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V)				0,5	
PCDD + PCDF					0,1 ng/m³
IPA					0,01
CO	50	100			
Limiti di emissione in acqua (mg/l)					
solidi totali sospesi	30/45 ¹²				
Hg	0,03				
Cd	0,05				
Tl	0,05				
As	0,15				
Pb	0,2				
Cr	0,5				
Cu	0,5				
Ni	0,5				
Zn	1,5				
diossine+furani	0,3				
Controlli sull'acqua	continuo	giorn.	mensile	semestrale	
pH, T, portata	sì				
solidi totali sospesi		sì			
As, Pb, Cr, Cu, Ni, V, Zn, Hg, Cd, Tl			sì ¹³		
diossina e furani, IPA				sì	
mg = valore medio giornaliero m30 = valore medio 30' mh = valore medio orario m 8h = valore medio per un periodo di campionamento di 8 ore.					
Le misure delle emissioni sono riferite alle seguenti condizioni: 273 K, 101,3 kPa, 11% O ₂ , gas secco.					

Fanghi essiccati di depurazione di acque reflue [190805]

Umidità, in massa	max	20 %
P.C.I.	minimo sul tal quale	8.500 kJ/kg
Zolfo	massimo sul tal quale	0,6 %
Cloro organico	massimo sul secco	1 mg/kg
Pb	“ “ “	200 mg/kg
Cr	“ “ “	100 mg/kg
Cu	“ “ “	300 mg/kg
Mn	“ “ “	400 mg/kg
Ni	massimo sul secco	40 mg/kg
As	“ “ “	9 mg/kg
Cd+Hg	“ “ “	7 mg/kg

¹² Il 95% dei campioni deve rispettare il limite più restrittivo; il 100% deve rispettare l'altro limite.

¹³ Misura mensile ma campionamento rappresentativo delle 24 ore.

Fanghi essiccati di depurazione di acque dell'industria cartaria, fanghi oleosi dell'industria petrolifera [030302] [030305] [030309] [030310] [030311] [050106]

Umidità in massa	massimo	20 %
P.C.I.	minimo sul tal quale	6.000 kJ/kg
Zolfo	massimo sul tal quale	0,6 %
Cloro organico	“ “ “	0,9 mg/kg
Pb	massimo sul secco	200 mg/kg
Cr	“ “ “	100 mg/kg
Cu	“ “ “	300 mg/kg
Mn	“ “ “	300 mg/kg
Ni	“ “ “	30 mg/kg
As	“ “ “	10 mg/kg
Cd+Hg	“ “ “	7 mg/kg

Pollina [020106]

PCI	minimo sul tal quale	8.000 kJ/kg
Cu (composti solubili)	massimo sul tal quale	35 mg/kg
Cd	“ “ “	2 mg/kg
Pb	“ “ “	25 mg/kg
Ni	“ “ “	15 mg/kg

Attività e metodi di recupero

Nelle tabelle seguenti sono sinteticamente riassunte le “norme tecniche” per il recupero energetico dei rifiuti attinenti la bioenergia.

Tabella 7 - DM 05/02/98: Condizioni di recupero energetico del biogas (Tipologia rifiuto 2) [190599]

Impianti ammessi	dedicati e industriali		motori fissi a combustione interna	
efficienza di combustione (CO ₂ /CO+CO ₂)	≥ 99%		-	
Controllo in continuo di:				
ossigeno	X			
CO	X		se > 6 MWt	
polveri	se > 6 MWt			
NO _x	se > 6 MWt		se > 6 MWt	
HCl	se > 6 MWt			
T effluente gassoso	X			
COT	se > 6 MWt			
HF	se > 6 MWt			
SO ₂ ¹⁴	se > 6 MWt		se > 6 MWt (SO _x)	
Limiti di emissione (mg/m³):	mg (O ₂ = 3%)	mh (O ₂ = 3%)	m30 (O ₂ = 3%)	mh (O ₂ = 5%)
polveri	10		10-30	10
CO	50		100	500
NO _x	200 ¹⁵			450
SO ₂				
COT	10		10-20	150
HF	1		2-4	2
HCl	10	0,05	10-60	10
Cd + Tl (e composti)		0,05		
Hg (e composti)		0,5		

mg = valore medio giornaliero - m30 = valore medio su 30' (quando sono indicati due valori è necessario che tutti gli m30 non superino il più alto, ovvero il 97% di essi il più basso) - mh = valore medio campionamento - 1h - mh = campionamento 8 h - n.l. = nessun limite di potenza X =obbligatorio

¹⁴ Il decreto specifica che agli impianti dedicati ed industriali non si applica il limite per le emissioni di ossido di zolfo; non si capisce perché debba allora essere previsto un controllo in continuo dello stesso.

¹⁵ Il decreto non specifica se tale limite è una media giornaliera, oraria, ecc.; si deduce che si tratti di una media giornaliera per analogia con quanto previsto per altre tipologie di rifiuti.

Tabella 8 - DM 05/02/98: Condizioni di recupero energetico dei principali biocombustibili solidi

Tipologia rifiuto	3	4	5	6	7	8	9	14	1
Impianti ammessi (MW) dedicati industriali	n.l. n.l.	n.l. n.l.	n.l. n.l.	≥ 1 ≥ 1	n.l. n.l.	≥ 6 no	≥ 6 no	≥ 6 no	≥ 10 ≥ 20
Rendimento minimo su base annua ¹⁶	75% (termica) - 16 + $\frac{\text{potenza elettrica (MW)}}{5}$ (elettrica) ¹⁷ - 65% (cogenerazione)								
Bruciatore pilota	sempre (tranne forni industriali)								
Alim. auto. comb.	sempre								
Reg.auto. aria / comb.	sempre								
Controllo in continuo di:									
ossigeno	se ≥ 1MW	se ≥ 1MW	se ≥ 1MW	X	se ≥ 1MW	X	X	X	X
CO	se ≥ 1MW	se ≥ 1MW	se ≥ 1MW	X	se ≥ 1MW	X	X	X	X
polveri		se > 6MW	se > 6MW	se > 6MW	se > 6MW	X	X	X	X
NO _x		se > 6MW	se > 6MW	se > 6MW	se > 6MW	X	X	X	X
HCl		se > 6MW	se > 6MW	se > 6MW	se > 6MW	X	X	X	X
T effluente gassoso	se ≥ 1MW	se ≥ 1MW	se ≥ 1MW	X	se ≥ 1MW	X	X	X	X
COT		se > 6MW	se > 6MW	se > 6MW	se > 6MW	X	X	X	X
HF				se > 6MW		X	X	X	X
SO ₂		se > 6MW	se > 6MW	se > 6MW	se > 6MW	X	X	X	X
T camera comb.						X	X		X
Condiz. di combustione:									
T camera ≥ 850 °C						X	X		X
permanenza camera ≥ 2"						X	X		X
O ₂ nei fumi ≥ 6%						X	X		
Tipologia di rifiuto	3 - 4 - 5			1 - 6 - 7 - 8 - 9 - 14					
Limiti di emissione: ¹⁸	mg	m30	mh	mg	m30	mh	m8h		
polveri (< 1 MW)	50			10					
polveri (≥ 1 MW)	10	10-30		10	10-30				
CO (< 1 MW)	100 ¹⁹			50					
CO (≥ 1 MW)	50	100		50	100				
NO _x ²⁰	200		400	200		400			
S	50	50-200		50	50-200				
COT	10	10-20		10	10-20				
HF	1	2-4		1	2-4				
HCl	10	10-60		10	10-60				
Cd + Tl (e composti)			0,05			0,05			
Hg (e composti)			0,05			0,05			
(Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+ Mn+Ni+V+Sn)			0,5			0,5			
IPA								0,01	
PCDD + PCDF								0,1	
Zn ²¹						5			

¹⁶ Quota minima, al netto degli autoconsumi, di trasformazione del PCI del rifiuto in energia termica o elettrica

¹⁷ Non si applica quando la quota minima di trasformazione in energia elettrica è superiore al 27%

¹⁸ Tutti i limiti sono espressi in mg/Nm³ ad eccezione PCDD + PCDF (ng/Nm³)

¹⁹ Questo limite è elevabile a 300 solo in impianti funzionanti per non di più di 120 g/anno con 3.

²⁰ I limiti sono riferiti ai fumi anidri con un tenore di ossigeno pari all'11%

²¹ Previsto per tipologia 1, 9 e 14 (non per 6, 7 e 8)

Tipologie di rifiuti [codifica catasto rifiuti]

1. CDR combustibile derivato da rifiuti [191210]
3. Scarti vegetali [020103] [020107] [020301] [020303] [020304] [020701] [020704]
4. Rifiuti della lavorazione del legno e affini non trattati [030101] [030105] [030301] [150103] [170201] [191207] [200138] [200307]
5. Rifiuti da fibra tessile [040221]
6. Rifiuti della lavorazione del legno e affini trattati [030105] [150103] [191207] [200307] [200138]
7. Rifiuti della lavorazione del tabacco [020304]
8. Rifiuti di legno impregnato con preservante a base di creosoto e con preservante a base di sali [170201]
9. Scarti di pulper [030307]
14. Pollina [020106]

mg = valore medio giornaliero - m30 = valore medio su 30' (quando sono indicati due valori è necessario che tutti gli m30 non superino il più alto, ovvero il 97% di essi il più basso) - mh = valore medio campionamento 1h - m8h = campionamento 8 h
n.l. = nessun limite di potenza X = obbligatorio

Tabella 9 - DM 05/02/98: Condizioni di recupero energetico dei gas derivati da impianti di pirolisi e gassificazione di rifiuti [190199]

Impianti ammessi	Turbina			Motori fissi			Altri impianti			
Controllo in continuo di:										
ossigeno							X			
CO	X			se > 6MWt			X			
polveri							X			
NO _x	X			se > 6MWt			X			
HCl							X			
T effluente gassoso							X			
COT							X			
HF							X			
SO ₂ ²²							X			
Limiti di emissione (mg/m ³):	mg	m8h	mh	mg	m8h	mh	mg	m30	m8h	mh
	(O ₂ = 15%)			(O ₂ = 5%)			(O ₂ = 3%)			
polveri	-		5			10	10	10-30		
CO	80			300			50	100		
	(70 se > 15 MW)									
NO _x	80			450			200			
	(60 se > 15 MW)									
SO ₂							50	50-200		
COT			10			150	10	10-20		
HF			2			2	1	2-4		
HCl			5			10	10	10-60		
Cd+Tl			0,05			0,05				0,05
Hg			0,05			0,05				0,05
(Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V+Sn)			0,5			0,5				0,5
PCDD+PCDF (ng/m ³)		0,1			0,1				0,1	
IPA		0,01			0,01				0,01	
mg = valore medio giornaliero - m30 = valore medio su 30' (quando sono indicati due valori è necessario che tutti gli m30 non superino il più alto, ovvero il 97% di essi il più basso) - mh = valore medio campionamento 1h m8h = valore medio campionamento 8h X = obbligatorio										

²² Il decreto specifica che agli impianti dedicati ed industriali non si applica il limite per le emissioni di ossido di zolfo; non si capisce perché debba allora essere previsto un controllo in continuo dello stesso.

Tabella 10 - DM 05/02/98: Condizioni di recupero energetico dei fanghi di depurazione ammessi alle procedure semplificate di cui agli Art. 30 e 31 del D.Lgs 5 febbraio 1997, n. 22

Tipologia rifiuto	10		12	
Impianti ammessi (MW) dedicati industriali	≥ 6 no		≥ 6 no	
Rendimento minimo su base annua ²³	75% (termica) - 16 + $\frac{\text{potenza elettrica (MW)}}{5}$ (elettrica) ²⁴ - 65% (cogenerazione)			
Bruciatore pilota	sempre			
Alim. auto. comb.	sempre			
Reg.auto. aria / comb.	sempre			
Controllo in continuo di:				
ossigeno	X		X	
CO	X		X	
polveri	X		X	
NO _x	X		X	
HCl	X		X	
T effluente gassoso	X		X	
COT	X		X	
HF	X		X	
SO ₂	X		X	
T camera comb.	X		X	
Condiz. di combustione:				
T camera ≥ 850 °C	X		X	
permanenza camera ≥ 2”	X		X	
O ₂ nei fumi ≥ 6%	X		X	
Limiti di emissione: ²⁵	mg	m30	mh	m8h
polveri (< 1 MW)	10			
polveri (≥ 1 MW)	10	10-30		
CO (< 1 MW)	50			
CO (≥ 1 MW)	50	100		
NO _x	200		400	
SO ₂	50	50-200		
COT	10	10-20		
HF	1	2-4		
HCl	10	10-60		
Cd + Tl (e composti)			0,05	
Hg (e composti)			0,05	
(Sb+As+Pb+Cr+Co+ Cu+Mn+Ni+V+Sn)			0,5	
IPA				0,01
PCDD + PCDF				0,1
Zn			5	
Tipologie di rifiuti [codifica catasto rifiuti]: 10. fanghi essiccati di depurazione di acque reflue [190805] 12. fanghi essiccati di depurazione di acque dell'industria cartaria, fanghi oleosi dell'industria petrolifera [030302] [030305] [030309] [030310] [030311] [050106]				

Si noti che l'UE, con sentenza del 7 ottobre 2004, ha sancito l'inesatta individuazione sul piano nazionale di tipi e quantità massime di rifiuti non pericolosi sottoponibili a procedure semplificate. La correzione del provvedimento messo sotto accusa dalla Corte di Giustizia è avvenuta con la diretta modifica del DM 5 febbraio 1998, che è stato modificato dal DM 5 aprile 2006, n. 186, che stabilisce i quantitativi massimi per cui le operazioni di recupero di ogni rifiuto hanno diritto alle procedure semplificate. È importante sottolineare che, qualora i quantitativi trattati eccedano quanto riportato in Allegato 4 al DM 186, le operazioni di recupero sono ammesse dalla normativa nazionale, ma devono sottostare al regime autorizzativo ordinario.

²³ Quota minima, al netto degli autoconsumi, di trasformazione del PCI del rifiuto in energia termica o elettrica.

²⁴ Non si applica quando la quota minima di trasformazione in energia elettrica è superiore al 27%.

²⁵ Tutti i limiti sono espressi in mg/m³ ad eccezione PCDD + PCDF (ng/m³).

Tabella 11 – DM 5 aprile 2006, n. 186 - Determinazione delle quantità massime di rifiuti non pericolosi ammissibili alle procedure semplificate di recupero energetico di cui al DM 5/2/1998

Attività di recupero	Tipologia	Descrizione	Quantità (t/a)
Utilizzo dei rifiuti come combustibile o come altro mezzo per produrre energia in impianti dedicati	1	CDR combustibile derivato da rifiuti	25.000
	2	Biogas	214.250
	3	Scarti vegetali	25.000
	4	Rifiuti della lavorazione del legno e affini non trattati	36.000
	5	Rifiuti da fibra tessile	15.000
	6	Rifiuti della lavorazione del legno e affini trattati	13.700
	7	Rifiuti della lavorazione del tabacco	20.000
	9	Scarti di pulper	9.000
	10	Fanghi essiccati di depurazione di acque reflue	15.000
	12	Fanghi essiccati di depurazione di acque dell'industria cartaria, fanghi oleosi dell'industria petrolifera	10.000
	14	Pollina	70.000
Utilizzo dei rifiuti come combustibile o come altro mezzo per produrre energia in impianti industriali	1	CDR combustibile derivato da rifiuti	25.000
	2	Biogas	11.300 m ³
	3	Scarti vegetali	500
	4	Rifiuti della lavorazione del legno e affini non trattati	40.000
	6	Rifiuti della lavorazione del legno e affini trattati	80.000
	7	Rifiuti della lavorazione del tabacco	20
	9	Scarti di pulper	150.000

4.4.4 Riepilogo dei principali aspetti normativi relativi alla produzione e all'utilizzo di biogas

Sulla base di quanto anticipato e descritto nei paragrafi precedenti, si intende riassumere nel presente punto il quadro legislativo vigente in materia di fermentazione anaerobica, mettendo in evidenza le principali problematiche.

La normativa di riferimento per la digestione anaerobica disciplina la materia a seconda delle caratteristiche della materia prima in ingresso (solo reflui zootecnici o altre biomasse) e delle caratteristiche dell'azienda/consorzio in cui viene installato l'impianto, nonché della destinazione finale del prodotto ottenuto che, nel caso specifico, è l'unità di energia elettrica o kWhel. Si devono quindi osservare specifiche norme per le emissioni in atmosfera e per la produzione/cessione di energia elettrica in rete.

I principali testi legislativi di riferimento sono:

- Decreto Ministeriale 7 aprile 2006 - Disciplina regionale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento, di cui all'articolo 38 del Decreto Legislativo 11 maggio 1999, n. 152.
- Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 – Norme in materia ambientale
- Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Attuazione della direttiva 2001/77 relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Si segnala inoltre la norma tecnica UNI 10458: 1995 - Impianti per la produzione del gas biologico (biogas). Classificazione, requisiti, regole per la costruzione, l'offerta, l'ordinazione e il collaudo attualmente vigente, ma in fase di revisione da parte di un gruppo di lavoro del Comitato Termotecnico Italiano.

Gli aspetti principali relativi alla realizzazione e gestione di un impianto di fermentazione anaerobica che vengono influenzati dalla legislazione sono essenzialmente:

- disponibilità di biomassa
- smaltimento del digestato
- caratteristica giuridica della società di gestione

Il primo punto, pur sembrando banale, non deve essere trascurato proprio perché la differente origine della biomassa introdotta in un impianto ne influenza pesantemente l'ambito legislativo di riferimento.

Da questo punto di vista infatti il D.Lgs 152/06- Parte V, allegato X, sezione 6 definisce il biogas come combustibile soggetto alle disposizioni dello stesso allegato solo qualora provenga "dalla fermentazione

anaerobica metanogenica di sostanze organiche non costituite da rifiuti. In particolare non deve essere prodotto da discariche, fanghi, liquami e altri rifiuti a matrice organica. Il biogas derivante dai rifiuti può essere utilizzato con le modalità e alle condizioni previste dalla normativa sui rifiuti.” Da qui nasce il problema che tutta una serie di prodotti, pur essendo tecnicamente ottimi per la conversione in biogas, non possono essere impiegati, in quanto rifiuti, in impianti rientranti nel contesto agricolo definito dal Testo Unico Ambientale. Si tratta in particolare di sottoprodotti o in alcuni casi di rifiuti dell’industria agroalimentare che non possono essere catalogati come biomasse vergini.

Il discorso è complesso e non esauribile nella breve trattazione di questo documento ma è importante sottolineare come questo sia attualmente uno dei principali problemi del settore, soprattutto in quanto la normativa è in continua evoluzione e soggetta, nel caso specifico, ad interpretazioni delle amministrazioni locali difficilmente prevedibili a priori. Ogni nuovo materiale che non è refluo zootecnico o biomassa dedicata deve quindi essere considerato nel contesto specifico.

Il secondo aspetto rilevante è quello relativo al digestato che può essere considerato il principale problema del settore. Non essendo disponibile una definizione ufficiale di digestato è difficile riuscire a definirne delle caratteristiche univoche tali da consentirne la gestione senza dare adito a dubbi. In particolare il fatto che un impianto di digestione anaerobica possa essere alimentato sia con biomasse vergini che con altri prodotti catalogabili come rifiuto rende molto “soggettiva” la definizione merceologica del principale rifiuto prodotto dall’impianto, ossia il digestato stesso. Quest’ultimo infatti può essere catalogato, e quindi gestito di conseguenza, come refluo zootecnico o come rifiuto vero e proprio.

In particolare si segnala il DM 7/4/06 che, recependo la normativa europea in materia di gestione dei reflui zootecnici soprattutto alla luce dell’inquinamento da nitrati, introduce una serie di disposizioni molto precise riguardanti la fase finale della filiera produttiva del biogas.

In particolare il DM citato afferma che:

- gli effluenti zootecnici prodotti in azienda possono essere avviati a digestione anaerobica e i fanghi risultanti (digestato) possono essere utilizzati sul suolo agricolo secondo i normali piani di utilizzazione agronomica (PUA).
- I residui colturali e le colture energetiche prodotte in azienda possono essere avviate alla digestione anaerobica e il digestato può essere utilizzato sul suolo agricolo secondo i normali piani di utilizzazione agronomica (PUA).

Di conseguenza la miscela dei due prodotti elencati è possibile purché venga seguita la medesima procedura di spandimento tenendo conto del tenore in azoto.

Ulteriori considerazioni possibili sono che: la miscelazione di reflui zootecnici con colture energetiche prodotte sia dentro che fuori l’azienda, in questo secondo caso purché accompagnate dai previsti documenti necessari per il trasferimento di merci e prodotti (ex bolla di accompagnamento), sono ammissibili e il digestato ottenuto rientra nell’ambito del decreto citato.

In tutti gli altri casi invece si rientra nella legislazione dei rifiuti quindi è necessario, pur facendo sempre riferimento al testo unico ambientale (D.Lgs n. 152/06), cambiare “registro” e considerare l’impianto come destinato al recupero di rifiuti mediante attività R10. In questo caso anche lo spandimento al suolo è possibile purché risponda alle disposizioni relative. Tra queste si ricorda la necessità di compilare il modello unico di dichiarazione ambientale (MUD) che accompagna ogni tipologia di rifiuto.

Altre considerazioni tratte dalla legislazione in materia sono che gli impianti di biogas possono essere realizzati in un contesto rurale come stabilito dal D.Lgs 387/03 Art. 12, comma 7. Però mentre il D.Lgs n. 152/06 stabilisce che gli impianti di biogas, se quest’ultimo risponde alla definizione di cui alla Parte V, Allegato X, sezione 6, aventi potenza termica nominale inferiore a 3 MW sono considerati ad inquinamento poco significativo quindi non necessitano di autorizzazione, ma è sufficiente una comunicazione di inizio attività da inviarsi alla competente autorità che generalmente coincide con la Provincia, dall’altro lato il D.Lgs n. 387/03 stabilisce (Art. 12, comma 8) che tali impianti sono da considerarsi ad inquinamento poco significativo “sempre che ubicati all’interno dei impianti di smaltimento rifiuti” escludendo di fatto tutti gli impianti realizzati in un contesto agricolo.

Tutto questo introduce una nota di incertezza che crea sicuramente problemi interpretativi al momento della istruttoria delle pratiche autorizzative. In linea di principio sembrerebbe consigliabile riferirsi alle disposizioni del D.Lgs n. 387/03 che introducono, tra l’altro, la domanda di autorizzazione unica rilasciata a livello regionale o da altri soggetti istituzionali delegati. Ancora aperto è invece il discorso relativo alla biomassa utilizzabile.

La legislazione regionale e provinciale

Ai fini di una più dettagliata descrizione della normativa in materia, si ritiene necessario scendere a livello regionale/provinciale per descrivere, anche se brevemente, quanto in essere ad oggi in materia di digestione anaerobica e di reflui zootecnici. Non si ritiene necessario un approfondimento ulteriore dei testi in quanto le principali problematiche in materia di digestione anaerobica emergono proprio a livello di legislazione nazionale, come evidenziato nel capitolo precedente.

Per quanto riguarda la Regione Lombardia si segnala:

- DGR 7/11/2006 n. 8/3439 – Adeguamento al programma d'Azione della Regione Lombardia di cui alla DGR n. 17149/96 per la tutela e risanamento delle acque dall'inquinamento causato da nitrati di origine agricola per le aziende localizzate in zona vulnerabile ai sensi del D.Lgs 3/4/06 n. 152, Art. 92 e del DM 7/4/06 n. 209.

Questa delibera regionale disciplina i criteri e le norme tecniche generali che le aziende agricole ricadenti in zone vulnerabili ai nitrati devono osservare per l'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento, dei fertilizzanti azotati, degli ammendanti e, comunque, di tutti gli apporti azotati.

- DGR 30/12/2003 n. 7/15944 – Delega alle province delle funzioni amministrative, ai sensi degli Art. 27 e 28 del D.Lgs 5/2/97, n. 22 e successive modifiche ed integrazioni, in materia di approvazione dei progetti ed autorizzazione alla realizzazione degli impianti ed all'esercizio delle inerenti operazioni di messa in riserva (R11), trattamento/condizionamento (R3) e spandimento sul suolo a beneficio dell'agricoltura (R10) di rifiuti speciali non pericolosi. Art. 1 della LR 3/4/02, n. 6.

Questa delibera deve essere presa in considerazione nel momento in cui la gestione dell'impianto coinvolge anche biomasse residuali classificabili come rifiuti dall'attuale legislazione vigente.

Per quanto riguarda la Provincia Autonoma di Bolzano si segnala:

- Legge Provinciale 18/6/02, n. 81 – Disposizione sulle acque.

La legge è in fase di revisione, per cui sarà sostituita da un nuovo testo entro al fine dell'estate 2007. Disciplina la gestione dei reflui zootecnici ai fini della prevenzione dell'inquinamento delle acque e introduce le norme di buona pratica agricola per il loro trattamento.

- Piano di Sviluppo Rurale della Provincia Autonoma di Bolzano – Allegato 6 – Definizione della buona pratica agricola valida per l'attuazione del Piano di Sviluppo Rurale della Provincia Autonoma di Bolzano. Il documento definisce le norme per la gestione e lo spandimento dei reflui zootecnici.

La legislazione della Confederazione Elvetica e del Cantone dei Grigioni

Il quadro legislativo della Confederazione Elvetica può essere invece riassunto dai seguenti documenti:

814.20 Legge Federale del 24 gennaio 1991 sulla protezione delle acque (LPAc)

814.01 Legge Federale del 7 ottobre 1983 sulla protezione dell'ambiente (Legge sulla protezione dell'ambiente, LPAmb)

730.0 Legge sull'energia del 26 giugno 1998 (LEne)

820.100 Legge d'introduzione alla Legge Federale sulla protezione dell'ambiente (Legge cantonale sulla protezione dell'ambiente, LCPAmb)

820.110 Ordinanza cantonale sulla protezione dell'ambiente (OCPAmb)

820.150 Ordinanza cantonale concernente l'esame dell'impatto sull'ambiente (OCEIA)

820.200 Legge sull'energia del Cantone dei Grigioni (Legge grigione sull'energia, LGE) 1

820.210 Ordinanza sull'energia del Cantone dei Grigioni (Ordinanza grigione sull'energia, OGE)

RS 916.441.22 Ordinanza concernente l'eliminazione dei sottoprodotti di origine animale (OESA)

RS 730.111.3 Ordinanza sul calcolo dei contributi federali nel quadro dell'ordinanza sugli investimenti nell'energia

In linea generale è possibile affermare che la legislazione svizzera, pur essendo molto semplice rispetto alla situazione italiana, è oltremodo rigorosa e improntata ad un livello elevato di protezione dell'ambiente e dell'uomo.

La realizzazione di impianti a biogas è quindi oggetto di attente verifiche e controlli sia precedenti la realizzazione dell'impianto che successive alla sua messa in funzione.

5) I PRODOTTI DELLA DIGESTIONE ANAEROBICA

Possono essere impiegati in un digestore anaerobico praticamente tutti i materiali organici, i quali possono venir degradati con tempi diversi, definiti con il termine di "biomassa".

Dal punto di vista chimico, per biomassa si intendono quei materiali costituiti da materia organica non fossile, di origine biologica, che può essere in parte sfruttata come risorsa energetica.

Si possono pertanto considerare come biomassa:

- i rifiuti degli allevamenti zootecnici (deiezioni e scarti di macellazione)
- i rifiuti sia solidi che liquidi dell'attività urbana (frazione organica e fanghi di fogna)
- i residui organici delle industrie chimiche, della carta, del cuoio e tessili
- gli scarti delle attività agro-forestali (sfalci, potature, paglia, ramaglie, ecc.)
- gli scarti delle industrie di trasformazione (zuccherifici, frantoi, industrie lattiero-casearie, ecc.)
- le colture energetiche costituite da vegetali, coltivati con lo scopo di essere sottoposti a bioconversione

La biomassa rappresenta la principale forma di accumulo dell'energia solare; in altri termini, la fotosintesi permette di convertire la CO_2 atmosferica in materia organica vegetale, che a sua volta sostiene la produzione di quella animale. La quantità di anidride carbonica rilasciata con la combustione del biogas ottenuto è equivalente a quella assorbita dalle biomasse durante la crescita, pertanto il bilancio della CO_2 dell'intera trasformazione risulta nel complesso neutro.

Un aspetto non secondario di cui tenere conto è il fatto che le biomasse da prediligere sono quelle che non hanno alternativa alla discarica e per le quali le aziende o le industrie sono obbligate a sostenere dei costi di smaltimento.

La fermentazione metanica a partire da residui organici avviene attraverso due fasi: una prima biodegradazione del materiale ad opera di muffe (*Penicillium*, *Aspergillus*, *Rhizopus*), batteri fermentativi ed acidogeni (*Bacillus*, *Pseudomonas*, *Proteus*, *Serratia*), ed una successiva metanizzazione da parte di batteri metanogeni (*Methanobacterium*, *Methanococcus*, *Methanosarcina*). I batteri metanogeni sono anaerobi stretti, la cui crescita è inibita sia da piccole quantità di ossigeno, sia da materiale fortemente ossidato (nitriti e nitrati).

In questo tipo di fermentazione i microrganismi metanogeni utilizzano come substrato i prodotti di quelli operanti la prima fase di idrolisi e acidificazione. In tal modo si viene a creare un equilibrio poco stabile, poiché ciascuna specie ha particolari esigenze nutritive e velocità di crescita e trasformazione dei substrati. Inoltre, ogni specie microbica necessita di condizioni ambientali specifiche, che non sempre corrispondono con quelle degli altri microrganismi; per questo motivo le condizioni interne del digestore devono essere tali da massimizzare la produzione di gas, cercando di rispettare questi equilibri. Il raggiungimento delle condizioni ottimali per l'entrata a regime del digestore richiedono tempi relativamente lunghi e pertanto è auspicabile un loro mantenimento il più possibile costante.

L'attività dei batteri metanogeni dipende dalla temperatura; al di sotto dei 10°C l'attività è molto ridotta, mentre temperature superiori a 65°C provocano la morte delle cellule. La temperatura ottimale per velocizzare la produzione di gas, e quindi minimizzare i tempi di ritenzione, si attesta tra 35 e 55°C e deve essere mantenuta il più possibile costante perché brusche variazioni risultano dannose per i microrganismi. Si possono distinguere due tipi di processo: mesofilo (30 - 38°C) e termofilo (49 - 60°C), quest'ultimo, oltre ad essere più rapido, garantisce anche la sterilizzazione del digestato, tuttavia comporta costi energetici più elevati.

Anche il valore di pH influenza la resa in biogas; esso dovrebbe essere compreso tra un minimo di 6.6 - 7.6 ed un massimo di 7.5 - 8.5 . Infatti, già a pH di 6.2 si osservano forti diminuzioni della produzione di biogas da parte dei batteri metanogeni. Talvolta è necessario intervenire sul sistema tamponando con sostanze alcaline l'eccesso di acidi sintetizzati.

I batteri presenti nel digestore necessitano, per potersi sviluppare ed effettuare le trasformazioni desiderate, di una serie di elementi nutritivi, come l'azoto, il fosforo, il carbonio e lo zolfo. Il carbonio è ampiamente disponibile nelle sostanze organiche; insieme all'idrogeno è l'elemento che costituisce il metano (CH_4).

L'azoto è necessario per la sintesi proteica, e condiziona la possibilità dei microrganismi di utilizzare il carbonio, influenzando di conseguenza anche la produzione gasogena. Pertanto è assai utile conoscere ed ottimizzare il rapporto C/N del materiale in entrata al fermentatore, che deve aggirarsi attorno ad un valore di 25 - 30 . Il fosforo è necessario e non provoca problemi se presente in eccesso, mentre troppo zolfo porta alla produzione indesiderata di idrogeno solforato (H_2S).

La concentrazione di ioni minerali (Ca, Mg, K, ecc.) si rivela tossica a livelli superiori ad almeno 1000 mg/l , e stimolante a valori di circa dieci volte inferiori.

E' inoltre necessario che le materie prime in entrata vengano preparate nella maniera adeguata, mediante trattamenti di tipo meccanico o termico, affinché i batteri abbiano la possibilità di attaccare la più ampia superficie possibile.

Attraverso il processo di digestione anaerobica si ottiene una miscela gassosa, composta per il 50-80% da metano e per il resto da anidride carbonica, vapore acqueo, idrogeno e composti solforati.

Solitamente, per questioni di convenienza economica, il biogas non va incontro ad una fase di purificazione e di recupero del metano, bensì esso viene avviato alla combustione in cogeneratori per l'ottenimento di energia elettrica e calore, di norma dopo essere stato sottoposto a trattamenti di filtrazione, deumidificazione e desolforazione.

Il biogas ottenuto, seppur caratterizzato da un potere calorifico minore rispetto al metano puro, può essere utilizzato per soddisfare le esigenze energetiche delle aziende, in termini di riscaldamento, trazione meccanica ed energia elettrica.

La formazione di biogas è un fenomeno che si può instaurare anche in condizioni non controllate, purché vi sia assenza di ossigeno; questo avviene ad esempio nelle discariche in cui viene depositato materiale organico.

La dispersione di biogas nell'atmosfera contribuisce in maniera più dannosa all'effetto serra, poiché il metano in esso contenuto incide in maggior misura su tale fenomeno rispetto alla CO₂ prodotta dalla sua combustione. Questo aspetto costituisce un ulteriore motivo per evitare l'emissione del combustibile nell'ambiente.

Il potere calorifico del biogas varia tra le 4500 e le 6500 kcal/m³. In Tabella 12 sono riportati i valori di potere calorifico inferiore di diversi combustibili.

Tabella 12– Potere calorifico di diversi combustibili

Combustibile	PCI (kcal/m³)
Metano	8.550
Butano	29.100
Propano	23.350
Propilene	21.070
Biogas	5.500
Gas di città	3.850

A partire dal processo di digestione anaerobica si ottiene anche un substrato sotto forma di sospensione che può essere utilizzato per usi agricoli diretti, mediante spandimento con carri-botte o fertirrigazione. L'effluente del digestore anaerobico (digestato) può in alternativa essere stoccato in vasche apposite in attesa di essere sottoposto a separazione solido-liquido. Questa operazione consiste nella suddivisione del digestato in una frazione solida da avviare a compostaggio o alle industrie produttrici di concimi ed in una frazione liquida "chiarificata" con valore fertilizzante, che può in alternativa essere destinata allo smaltimento in depuratore.

Il materiale fermentato risulta essere un fertilizzante migliore grazie al cambiamento della forma chimica dell'azoto presente, il quale va incontro a mineralizzazione. L'azoto minerale infatti costituisce la forma prontamente assimilabile da parte delle specie vegetali.

Il digestato può anche essere sottoposto ad un processo di allontanamento dell'azoto ammoniacale (strip-paggio) in appositi impianti che consentono il recupero di solfato di ammonio minerale.

Un aspetto fondamentale è rappresentato infine dal fatto che il materiale in uscita dal fermentatore è caratterizzato da emissioni minime di odore.

In conclusione si osserva che la digestione anaerobica è caratterizzata da numerosi vantaggi:

- trasforma la sostanza di scarto in un prodotto finale in cui il carbonio contiene la maggior parte dell'energia iniziale del substrato
- origina un gas ad elevato potere calorifico
- provoca una riduzione dei microrganismi patogeni, in particolare se la digestione avviene in condizioni di termofilia
- abbatte gli odori
- richiede una energia limitata di processo, in parte fornita dalla radiazione solare
- riduce il volume dei fanghi da smaltire rispetto ad altri processi di degradazione
- consente l'utilizzo dei fanghi digeriti per il condizionamento del suolo migliorandone consistenza, capacità di trattenere umidità, aerazione, capacità tamponante
- costituisce una fonte di disinquinamento e una sorgente di energia supplementare e facilmente utilizzabile
- consente di ottenere un digestato sostanzialmente sterile e ricco di sostanze azotate, adatto come ammendante per l'agricoltura.

6) APPARECCHI PER LA CONVERSIONE ENERGETICA DI BIOGAS

6.1 PREMESSE

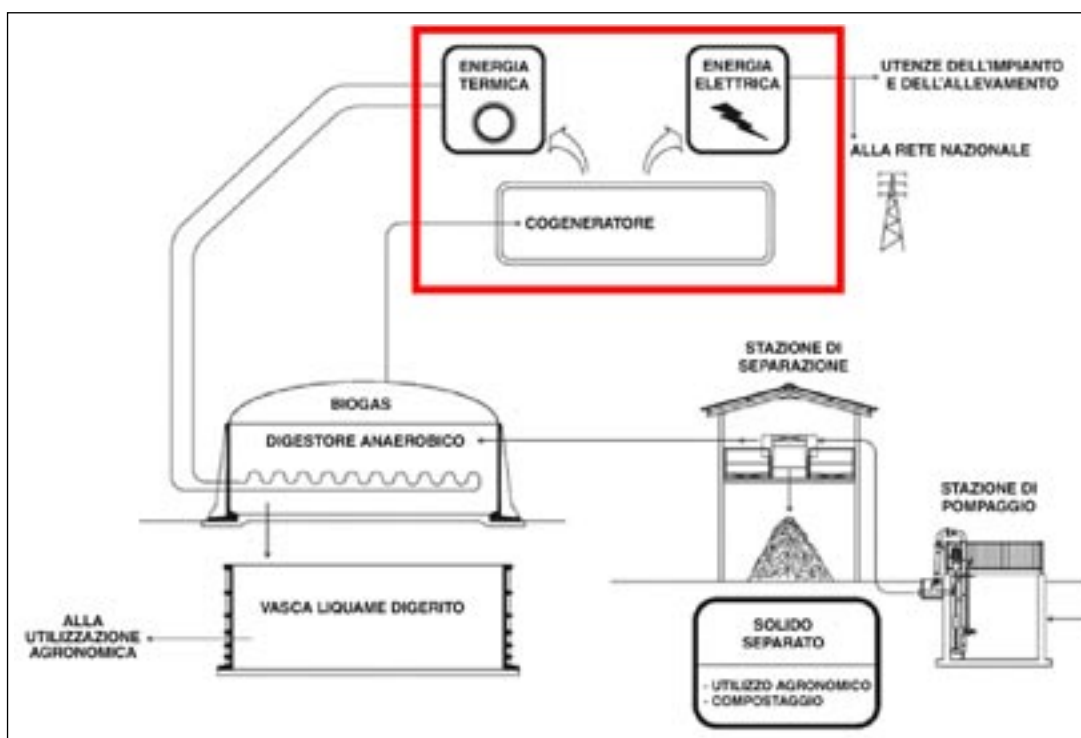
Il presente documento si pone l'obiettivo di presentare le possibili alternative tecnologiche per la conversione energetica di biogas.

Data la dimensione media degli impianti di produzione di biogas diffusi sul territorio nazionale, si focalizza la trattazione su impianti di conversione energetica di potenza inferiore a 1.000 kWel.

In appendice si riporta inoltre un elenco di aziende che operano nel settore degli impianti di fermentazione anaerobica costruendo direttamente gli impianti o assemblando impianti altrui.

Facendo riferimento allo schema generico di un impianto di biogas (Figura 3), nel presente documento si descrivono le tecnologie relative alla sezione evidenziata con il rettangolo rosso.

Figura 3- Schema generico di un impianto di fermentazione anaerobica per la produzione di biogas



Prima di parlare più diffusamente di utilizzazione energetica del biogas è opportuno accennare, ancorché in modo superficiale, al fatto che il biogas da fermentazione anaerobica è una miscela composta in percentuale variabile da metano (CH_4) e anidride carbonica (CO_2) più altri gas presenti in tracce, ma che se trascurati possono creare problemi all'impianto. Si tratta in genere di composti solforati e di acqua.

L'elemento principale è comunque il metano che, presente in percentuale variabile dal 50 al 65% con punte fino all'80%, determina le caratteristiche energetiche del biogas. Il potere calorifico di quest'ultimo è infatti funzione lineare del contenuto di metano nella miscela. Considerando quindi un ipotetico biogas ottimale con contenuto del 100% di metano, corrispondente ad un potere calorifico inferiore di $9,2 \text{ kWh/Nm}^3$, si scende ad un valore del PCI variabile dal $4,6$ a $6,0 \text{ kWh/Nm}^3$ per il biogas prodotto in condizioni reali.

Ritornando alla composizione della miscela si può affermare che, a prescindere dalle tecnologie adottate, l'utilizzo del gas prodotto da digestione anaerobica di matrici organiche può comportare alcune difficoltà operative e tali da rendere spesso necessaria la previsione di costanti operazioni di manutenzione.

In termini generali, un impianto di utilizzo di biogas presenta problemi ricorrenti di manutenzione in conseguenza di alcune cause principali:

- **Corrosività del biogas**, dovuta alla formazione di acido solfidrico durante la fermentazione anaerobica. La corrosione non si manifesta soltanto al livello delle parti a diretto contatto con il gas (tubazioni, contatori, gasometro, parte emersa del reattore, bruciatori, caldaie, cogeneratori) ma è diffusa a tutta l'area dell'impianto, in quanto dall'effluente e da altre parti si hanno perdite di gas che rendono l'ambiente circostante particolarmente difficile per la vita di componenti metallici non sufficientemente protetti. È preferibile pertanto l'uso, laddove possibile, di materiali poco o non attaccabili dall'idrogeno solforato²⁶.

Particolare attenzione deve essere posta agli impianti elettrici²⁷. Nel caso in cui si debbano proteggere macchine costose, quali grandi generatori di vapore o cogeneratori, si possono inserire sulla linea filtri specifici per la rimozione dell'idrogeno solforato²⁸.

- **Formazione di condensa nelle tubazioni del biogas**. Questo fenomeno è dovuto al fatto che il gas si produce saturo di acqua alla temperatura di processo, in genere superiore alla temperatura ambiente. Le tubazioni del gas devono essere posizionate sempre in leggera pendenza positiva o negativa, evitando sacche, e in tutti i punti bassi delle tubazioni si deve prevedere un rubinetto di spurgo, meglio se preceduto da un serbatoio di accumulo della condensa. L'uso di separatori lungo la linea è quindi consigliabile soprattutto laddove si debbano proteggere macchine particolarmente costose, quali grandi generatori di vapore o cogeneratori. La condensa va rimossa giornalmente dalle tubazioni e dai separatori di condensa.

- **Formazione di incrostazioni nelle tubazioni**. Sono stati frequentemente notati fenomeni di formazione di incrostazioni, localizzati prevalentemente nelle tubazioni di uscita dei liquami digeriti, negli stramazzi, nella zona di aspirazione delle pompe centrifughe e negli scambiatori di calore. La causa più frequente sembra essere la formazione di precipitati di fosfato ammonico magnesiaci, altamente insolubili nelle condizioni di pH del reattore²⁹.

- **Esposizione al gelo**. Le linee di alimentazione e di scarico liquami, i ricircoli e le tubazioni del gas nonché le pompe poste esternamente possono subire danni a causa del gelo. Si raccomanda pertanto che tutte le tubazioni che non restano piene con continuità siano realizzate con una pendenza sufficiente per consentirne lo svuotamento a pompa spenta. In tutte le tubazioni che restano piene, deve essere assicurata una continua circolazione (o la discontinuità deve essere intervallata da brevi periodi di sosta); se la circolazione continua non può essere garantita, deve essere previsto un tracciamento delle tubazioni o delle pompe con cavo scaldante antigelo. In caso di arresto dell'impianto nella stagione invernale bisogna prevedere in ogni caso lo svuotamento delle parti esposte al gelo.

E' quindi evidente come sia fondamentale prevedere una sezione impiantistica dedicata alla pulizia del gas prodotto.

²⁶ Quali acciaio inossidabile AISI 316 e qualità superiori (AISI 304 può avere vita breve) e materie plastiche (polietilene, PVC, polipropilene, ecc.); l'acciaio al carbonio deve essere protetto da strati adeguati di vernice epossidica; la zincatura non è sempre sufficiente a consentire una buona durata dei componenti. Deve essere evitato l'uso di alluminio, rame e ferro non protetti.

²⁷ In primo luogo il quadro elettrico dell'impianto deve essere posizionato in un locale il più lontano possibile da fonti di biogas. Nel caso di trasformazione del gas in cogeneratori, questi devono essere posizionati in un locale separato e ben ventilato. Le giunzioni elettriche in zone prossime all'impianto di biogas devono essere stagne e in esecuzione antideflagrante. I cogeneratori devono essere realizzati senza parti corrodibili; in particolare le bronzine di motori a combustione interna devono essere in metallo bianco.

²⁸ Il filtro più semplice è composto da un contenitore riempito di ossidi di ferro che formano solfuro di ferro in presenza di idrogeno solforato. I filtri devono essere due in parallelo, così da poter rigenerare il filtro esausto senza perdere in efficienza di rimozione. Un'alternativa è rappresentata da una torre di lavaggio riempita di materiale plastico di impaccamento tipo anelli Rushing, nella quale il gas viene lavato in controcorrente da una corrente di acqua. Nell'acqua, per aumentare l'efficienza di separazione dell'idrogeno solforato, si potrà aggiungere ossido ferrico complessato in EDTA (acido etilendiamminotetracetico) che, una volta saturato di zolfo, può essere rigenerato con aria recuperando zolfo elementare. In alternativa, la semplice aggiunta di ipoclorito di sodio permette una soddisfacente rimozione dell'idrogeno solforato dal biogas. Le torri di lavaggio aumentano il contenuto di umidità e devono quindi essere seguite da un deumidificatore. Le torri di lavaggio rimuovono anche molta anidride carbonica, elevando quindi il potere calorifico del gas.

²⁹ Sulla base dei diagrammi di solubilità e di precipitazione, in presenza di concentrazioni equimolari di ortofosfato, ammonio e magnesio, le condizioni di precipitazione si dovrebbero verificare a pH molto più alcalini di quelli abituali di processo. La presenza di solidi sospesi inorganici in forma cristallina (ad es. sabbia) può rendere più probabile la precipitazione chimica secondo un fenomeno di "nucleazione" che viene ulteriormente e decisamente accelerato in presenza di brusche variazioni di pH verso l'alcalinità, quali quelle che si determinano in seguito ad una subitanea variazione della pressione parziale dell'anidride carbonica quando l'effluente viene messo a contatto con l'aria, oppure in un salto termico, variando la solubilità dell'anidride carbonica. Per queste ragioni, le tubazioni di uscita del liquame digerito vanno realizzate in materiali lisci (preferibilmente materie plastiche), che non rappresentino punto di attacco dei precipitati; lo stramazzo dei liquami deve essere accessibile e eventuali inizi di incrostazioni vanno rimossi meccanicamente appena si formano. Gli scambiatori di calore vanno realizzati preferibilmente in acciaio inossidabile, evitando tubazioni di piccolo diametro (pur progettando la parte liquami per velocità lineari elevate) e realizzandoli in modo da permetterne un'accurata e frequente pulizia.

Le operazioni più frequenti che devono essere prese in considerazione sono:

- **Filtrazione** - con filtri di varia tipologia, 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.
- **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.

6.2 TECNOLOGIE DI CONVERSIONE

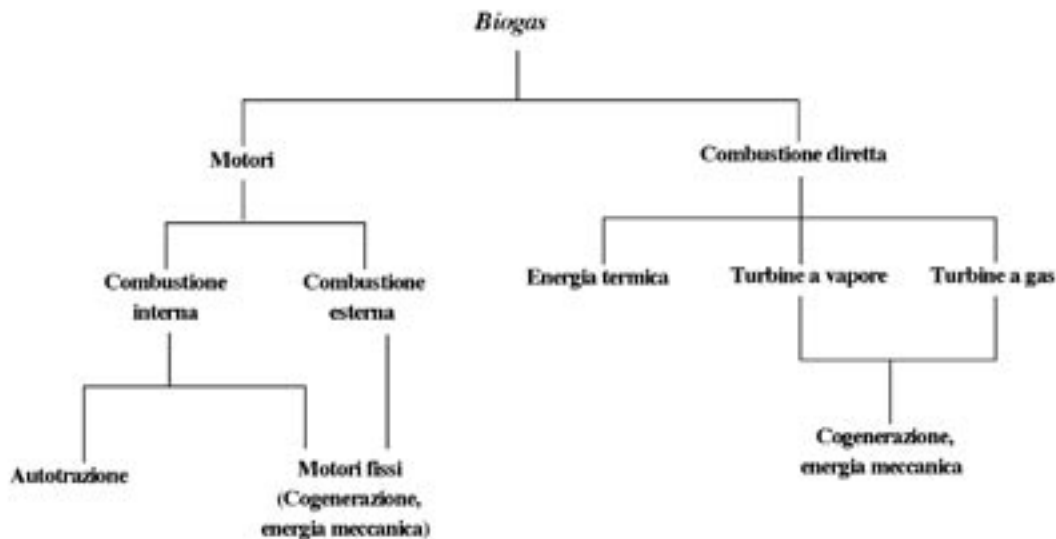
Ad oggi le tecnologie di conversione del biogas in energia elettrica e termica sono:

- Motori a combustione interna
- Motori a combustione esterna
- Combustione diretta in caldaia
- Combustione diretta per turbine a vapore o a gas

Uno schema riassuntivo è riportato in Figura 4.

Indicativamente è però necessario specificare che la quasi totalità delle applicazioni presenti nel panorama nazionale rientrano nella prima categoria, quella dei motori a combustione interna per la produzione di energia elettrica dotati, a volte, di scambiatore termico per il recupero del calore.

Figura 4 – Possibili tecnologie di utilizzo del biogas e principali destinazioni dell'energia ricavabile



6.2.1 Motori a combustione interna

I motori a combustione interna a ciclo Otto rappresentano la tecnologia tipicamente adottata nella maggior parte degli impianti realizzati finora. Si tratta prevalentemente di motori concepiti per la combustione di gas naturale e come tali possono generalmente essere adattati per bruciare biogas, attraverso modifiche della carburazione e del sistema di ignizione.

Motori a ciclo Otto sono regolarmente inseriti nella tipica configurazione di un impianto di produzione di energia da biogas, in quanto presentano diversi vantaggi che li fanno preferire alle possibili alternative tecnologiche:

- **Elevata maturità tecnologica;** la grande esperienza maturata dai costruttori nel campo dei motori a gas ed in particolare del biogas garantisce sia affidabilità nel tempo, sia costi relativamente contenuti, rispetto ad altre soluzioni.

• **Sviluppo del mercato.** Inoltre i servizi di manutenzione ed assistenza sono ben sviluppati e possono essere garantiti su tutto il territorio nazionale. I tempi di consegna, collaudo ed avviamento sono generalmente standardizzati.

• **Rendimenti meccanici sempre soddisfacenti.** A differenza di altre soluzioni di generazione elettrica, quali le turbine a vapore o a gas, i motori a combustione interna non necessitano di una potenza minima per garantire rendimenti di generazione interessanti. Questa caratteristica è particolarmente importante nel caso di impianti alimentati a biogas, dove la potenza in ingresso è tipicamente inferiore ai 2 MW, (si veda Tabella 13).

• **Facilità nel recupero del calore.** Il rendimento meccanico, e quindi elettrico, di un motore a ciclo Otto non è influenzato in alcun modo dalla eventuale scelta di operare in regime cogenerativo. Infatti la produzione di energia termica avviene attraverso il recupero di calore contenuto nei gas di scarico e nel liquido di raffreddamento del motore. Inoltre, attraverso lo scambio con i fumi in uscita dal motore è ricavata energia termica ad alta temperatura, (120° C) che potrebbe alimentare alcune utenze di calore tecnologiche.

La composizione del biogas deve in ogni caso essere valutata attentamente prima di progettare l'impianto di conversione energetica, in modo che esso sia tarato correttamente sia per quanto riguarda il potere calorifico, sia per la presenza di eventuali composti corrosivi o che generano incrostazioni, come ricordato precedentemente. In particolare, per quello che riguarda i motori, possono creare difficoltà:

• **Vapore acqueo:** dannoso non tanto durante il funzionamento, quanto a motore fermo. Le eventuali condense, infatti, assorbono gli elementi corrosivi a base di zolfo e ammoniaca contenuti nel gas stesso e, successivamente, vanno ad intaccare tutte le superfici sulle quali si depositano (es.: scambiatore operante sui gas di scarico, camere di combustione dei cilindri, condotti ecc.), oltre che inquinare il lubrificante. Il problema, quindi, risulta tanto più grave quanto più la macchina è soggetta a cicli di spegnimento e accensione.

• **Composti a base di zolfo:** sono sempre pericolosi perché intaccano il rame contenuto nei cuscinetti a strisciamento e nelle guide delle valvole dei motori. Le conseguenze sono sempre gravi. Si ritiene, tuttavia, che la strada più conveniente sia quella di agire a monte evitando componenti del motore a base di rame (esempio: cuscinetti in metallo bianco), impiegando lubrificanti ad elevato TBN (parametro proporzionale alla capacità di assorbire e neutralizzare sostanze estranee) e rinunciando a qualsiasi intervento di depurazione.

• **Particolati:** sono costituiti da tutti gli elementi, di natura organica ed inorganica, trascinati dal gas. Non rappresentano un problema rilevante se si consegue una efficace rimozione del vapore acqueo.

• **Variabilità del contenuto di metano:** va ad influire sulla carburazione della macchina e, quindi, sulla sua regolarità di lavoro.

• **Variabilità della pressione** (sempre generata dall'incongruenza tra consumo del gas e sua disponibilità): il problema viene risolto permettendo il funzionamento del cogeneratore quando i valori manometrici si mantengono nei limiti di tolleranza. In pratica, ciò riguarda solo il minimo, poiché pressioni eccessive possono essere agevolmente controllate con apposito riduttore.

L'utilizzazione di un motore endotermico, tuttavia, richiede un programma di manutenzione piuttosto intenso, comunque non diverso da quello necessario per il funzionamento con gas naturale. Ne consegue che, tipicamente, gli installatori propongono normalmente un apposito servizio fatturato in base al numero di ore di funzionamento della macchina. Questi contratti, chiamati "full service", possono ad un primo approccio sembrare onerosi ma nel lungo periodo potrebbero risultare vantaggiosi anche perché evitano di distogliere troppo l'utente dalla gestione dell'azienda.

Per i collegamenti elettrici le soluzioni più diffuse sono sostanzialmente due:

• macchina funzionante in "isola" con generatore autoeccitato e motorino di avviamento collegato a batterie, tipicamente adottato per i contratti di cessione dell'energia elettrica in eccedenza all'ENEL. Un quadro di commutazione unisce, in modo alternativo, l'utente alla rete pubblica o al generatore. E' la classica configurazione da gruppo elettrogeno di emergenza, spesso preferita per i limitati investimenti che comporta. Tuttavia: costringe a sovradimensionare il cogeneratore, che deve essere in grado di vincere anche gli spunti di avviamento dei motori elettrici presenti sulla rete dell'utente; durante l'avviamento non alimenta l'utenza per qualche secondo, rendendo necessaria l'installazione di gruppi di continuità laddove sono operanti circuiti elettronici di controllo o, comunque, apparecchiature che non possono essere spente; richiede un controllo che provveda allo spegnimento del cogeneratore e alla commutazione sulla rete pubblica nel caso in cui la potenza assorbita dall'utente sia troppo ridotta per periodi prolungati (fatto che induce a rapidi imbrattamenti del motore e a consumi specifici elevati). La soluzione, quindi, è adatta per utenze particolarmente semplici nella loro organizzazione distributiva e privi di motori elettrici di potenza superiore al 25-30% di quella del cogeneratore;

• macchina collegata alla rete pubblica dalla quale assorbe l'energia magnetizzante, tipica dei contratti di cessione all'ENEL di tutta l'energia elettrica prodotta. È la configurazione di parallelo più semplice.

Il motore funziona a potenza costante (i relativi controlli, quindi, sono semplificati); non sussistono problemi di assorbimenti di punta; la macchina viene avviata con il generatore. Di contro, il cogeneratore si arresta se manca tensione in rete. I controlli sull'energia prodotta (a parte la relativa contabilizzazione) si riducono alla verifica della stabilità delle grandezze elettriche (tensione e frequenza), al fine di evitare prolungate condizioni di funzionamento anomalo. In passato, la soluzione non ha avuto molta fortuna per due ragioni: preferenza degli utenti per macchine in grado di funzionare anche in condizioni di "black-out"; bassa valorizzazione dell'energia ceduta alla rete.

Diversi produttori di motori hanno studiato linee di produzione apposite per motori a biogas (Tabella 13), a testimonianza del sempre crescente interesse per simili impianti; ciò non esclude comunque che motori prodotti per essere alimentati a gas naturale non possano essere adattati successivamente. Il fatto che siano motori dedicati all'impiego di biogas fa sì che siano meno "delicati" soprattutto per quanto riguarda problemi di corrosione ed usura causati da presenza di composti solforati; questo comunque non dovrebbe portare a trascurare gli aspetti citati nelle premesse relativi alla pulizia del gas.

Figura 5- Tipico gruppo di cogenerazione costituito da motore a ciclo Otto, alternatore e sezioni recupero del calore dalle camicie del motore e dai gas di scarico



Riassumendo, quindi, i cogeneratori da alimentare con gas derivante da digestione anaerobica devono essere di taglia ridotta e idonei alle caratteristiche chimico-fisiche del biogas che, come visto, comporta una serie di accorgimenti operativi. Di fatto, le linee di macchine più adatte risultano essere quelle di tipo modulare, che permettano un'agevole manutenzione dei motori ed una variazione della capacità produttiva che non influenzi i rendimenti meccanici.

Il costo di tali motori, per classi di potenza attorno ad 1 MW, è di circa 1000 €/kW_{el}. Taglie inferiori ai 100 kW_{el} possono avere un costo specifico anche superiore di circa il 50%. Questo significa che un motore da 500 kW_{el} può costare indicativamente circa 500.000 €.

Tabella 13 – Gruppi cogeneratori basati sull'utilizzo di motori a ciclo Otto alimentati a biogas, con potenze inferiori a 1000 kW

Produttore	Distributore in Italia	Modello	Configurazione	Giri minuto	Potenza elettrica (kW _e)	Rendimento elettrico (%)	Potenza termica (kW _t)	Rendimento termico (%)
MDE- Dezentrale Energiesysteme GmbH	Mattei				100-400	39		
GE Jenbacher	Jenbacher Italia	J208 GS	8 cilindri in linea	1500	249-329	38,6-39,1	295-400	46,3-47
				1800	335	36,2	391	42,3
		J312 GS	12 cilindri a V	1500	526-625	39,7-40,4	566-702	43,5-44,7
				1800	540-633	36,7-38,1	682-811	46-47
		J316 GS	16 cilindri a V	1500	835	39,9	934	44,6
				1800	848	36,9-38,2	1.020-1.081	46-47
Deutz Energy	Tessari, Mattei	TBG 616 V8 K	8 cilindri a V	1500	1064	40,8	1.104	42,4
				1800	1060	36,9-39	1.258-1.367	46,3-47,6
IVECO Motors	Iveco	GE8281SRG	8 cilindri a V	1500	200			
				1800	220			
		GE8291SRG	12 cilindri a V	1500	325			

Caterpillar	C.G.T.	G3508 LE	8V	1500	460	31,6	764	52,4
		G3512 LE	12V	1500	770	31,6	1296	53,2
		G3516 LE	16V	1500	1030	31,8	1378	42,5
		G3516 LE	16V	1500	1100	36,7	1371	45,7
MAN engines,	Tessari, Cogenco	E2876 E302	6 cilindri in linea		116	32,4	186	52,0
		E2876 LE302	6 cilindri in linea		181	35,7	251	49,5
		E2876 LE312	6 cilindri in linea		342	37,1	430	46,6
Cummins	Cummins Italia	GG		1500	30-75			
				1800	25-150			
		QSK19G	6 cilindri in linea	1500	315			
				1800	334			
Dresser Waukesha		VGF18GLD	6 cilindri in linea	1500	230			
				1800	280			
		VGF24GLD	8 cilindri in linea	1500	310			
				1800	375			
		VGF36GLD	12 cilindri in linea	1500	475			
				1800	560			
		VGF48GLD	16 cilindri in linea	1500	625			
				1800	750			
		VHP2895GL	6 cilindri in linea	900	322			
				1200	430			
		VHP579	12 cilindri in linea	900	645			
				1200	1025			
		VHP7042	12 cilindri in linea	900	4553			
				1200	1050			
CPL Concordia	CPL Con- cordia	BB 35 AB (mo- tore Valmet)	4 cilindri in linea	1500	35	28	78	63
		BB 60 AB (mo- tore Valmet)	6 cilindri in linea	1500	60	30	120	60
		BB 90 AB (mo- tore Scania)	6 cilindri in linea	1500	90	31,9	170	60,2
		BB 125 AB (motore Scania)	6 cilindri in linea	1500	125	31,9	222	36,5

Prestazioni Ambientali

Le prestazioni ambientali dei motori fissi a combustione interna sono nettamente migliorate negli ultimi anni, grazie alla messa a punto di sistemi di abbattimento degli inquinanti nei fumi in uscita dal motore, sia per la sempre più raffinata regolazione delle condizioni di combustione.

La maggiore innovazione introdotta nella regolazione della combustione è la cosiddetta “combustione magra” (lean-burn). Con questo termine si indicano i motori che possono essere alimentati con miscele aria-carburante più magre (cioè povere di combustibile) di quelle che possono essere tradizionalmente utilizzate. Questo accorgimento permette di abbassare la temperatura di picco all'interno della camera di scoppio, riducendo così la formazione di NO_x , principale problema dei motori a biogas, e di CO.

Per il rispetto dei limiti fissati dalla normativa nazionale (D.Lgs n. 152/06 – Parte V – Allegato IX: 500 mg/Nm^3 di NO_x e 800 mg/Nm^3 di CO, con un contenuto di ossigeno nei fumi del 5%) sono generalmente necessari reattori catalitici per la riduzione degli NO_x e catalizzatori specifici per l'ossidazione del monossido di carbonio. In alternativa al catalizzatore per l'abbattimento del CO è possibile installare una camera di post-combustione. Quest'ultima soluzione è normalmente adottata per la combustione di gas ricchi di impurità come i gas di discarica, che sporcano facilmente i catalizzatori rendendoli inutilizzabili.

A titolo di esempio si sottolinea che Caterpillar garantisce per i propri motori, muniti di abbattitori catalitici, valori di emissioni per gli ossidi di azoto inferiori a 450 mg/Nm^3 e per il monossido di carbonio inferiori a 200 mg/Nm^3 (O_2 al 5%).

6.2.2 Motori a combustione esterna

Come alternativa al classico utilizzo in motori a combustione interna, alcune aziende propongono motori a combustione esterna, basati sul ciclo Stirling, capaci di utilizzare biogas. Il crescente interesse per i motori Stirling è legato a diverse connotazioni della tecnologia che la rendono potenzialmente, o almeno teoricamente, suscettibile di vantaggiosi sviluppi applicativi.

In particolare l'attenzione di alcune decine di aziende ed enti coinvolti nello sviluppo degli Stirling è legata soprattutto ai seguenti aspetti:

- elevati rendimenti di conversione energetica, almeno da un punto di vista teorico³⁰;
- possibilità di utilizzare virtualmente qualsiasi fonte di energia fossile o rinnovabile;
- combustione esterna che consente un migliore controllo delle emissioni e limita la rumorosità rispetto, ad esempio, ai motori endotermici;
- fabbisogno di manutenzione potenzialmente modesto³¹ (alcuni prototipi sono stati fatti funzionare anche per più di 50.000 ore con interventi molto limitati).

Nonostante questi ed altri vantaggi, i motori Stirling non hanno ancora raggiunto il “market breakthrough” nella produzione su larga scala, anche se è opinione di diversi produttori che vi si possa arrivare nel breve-medio termine³².

Secondo diversi analisti ed operatori del settore, la principale causa di questa situazione è da ricondursi all'impostazione data allo sviluppo di questi motori negli ultimi decenni, teso soprattutto a realizzare macchine efficienti, coerentemente al sopra citato elevato potenziale rendimento conseguibile, in grado di competere con tecnologie mature e diffuse su larga scala, come i motori a ciclo Otto e soprattutto Diesel³³.

L'approccio classico per conseguire elevati rendimenti era, ed è ancora nell'impostazione di sviluppo di prototipi, quello di mantenere un elevato ΔT tra sorgente calda e fredda della macchina, elevando la temperatura della prima anche al di sopra degli 800 °C³⁴ e spingendo il più possibile il raffreddamento del fluido sul lato freddo³⁵.

Il fluido di lavoro maggiormente utilizzato è l'elio³⁶ che presenta proprietà termiche e di bassa viscosità superiori a quelle dell'aria³⁷. Le relative problematiche di gestione (tenuta del gas all'interno della macchina³⁸, sistemi per l'aumento o la diminuzione della massa totale di gas operante nel motore in funzione del carico applicato³⁹ ecc.) comportano tuttavia alcune difficoltà che influiscono in ultima analisi sui costi di costruzione e di manutenzione.

³⁰ I modelli più sofisticati potrebbero raggiungere il 35-40% anche nella fascia di interesse di questo studio. Si tratta quindi di valori alla portata dei gruppi elettrogeni a ciclo Diesel della potenza superiore ai 200-300 kW e delle turbine a vapore di dimensione elevata (almeno un centinaio di MW). L'esperienza di chi scrive, comunque, porta a segnalare come i rendimenti siano strettamente dipendenti dalla temperatura della sorgente fredda e come l'esigenza di recuperare del calore a livelli di temperatura interessanti (80-90 °C) possa abbassare sensibilmente i valori indicati.

³¹ I presupposti derivano dall'assenza di scoppi veri e propri all'interno dei motori e dal fatto di confinare la combustione in una caldaia, dove possono essere meglio controllati i fenomeni di imbrattamento delle superfici ecc.. Tuttavia i motori Stirling più prestanti sono caratterizzati da elevate pressioni di esercizio e da temperature medie di certi elementi nettamente superiori a quelli riscontrabili nei motori a combustione interna.

³² È peraltro da precisare che ad oggi le previsioni e gli annunci di un imminente ingresso sul mercato di varie aziende sono stati ripetutamente disattesi e che la grande industria si è sempre disinteressata al tema.

³³ Un certo impegno nello studio dei motori Stirling è stato profuso negli anni '70 e '80 anche per il settore dei trasporti. Successivamente il grande sviluppo delle applicazioni Diesel e l'avvio dello studio di altre soluzioni (motori ibridi ecc.) ha sicuramente smorzato l'interesse verso questa soluzione che, per conseguire rendimenti interessanti, richiede un elevato livello tecnologico.

³⁴ Questo livello di temperatura (che, a differenza dei motori a combustione interna, è costante nel tempo) e le elevate pressioni necessarie (anche 150 bar di picco), rendono i motori Stirling più prestanti dei dispositivi da progettare e realizzare con cura.

³⁵ Ciò, tuttavia, è in contrasto con le tipiche esigenze della cogenerazione.

³⁶ O anche l'idrogeno che presenta proprietà fluidodinamiche ancora migliori. L'idrogeno, tuttavia, comporta problemi di sicurezza non indifferenti (pericolo di scoppi o incendi). Un altro fluido è l'azoto.

³⁷ Classico fluido di lavoro dei motori più semplici ma anche a basso rendimento, spesso prossimo al 5%.

³⁸ Elio e idrogeno sono caratterizzati da molecole molto piccole che richiedono, per la relativa tenuta ad elevate pressioni, una serie di accorgimenti che vanno ad incidere sensibilmente sui costi di produzione.

³⁹ Di fatto per variare la potenza prodotta occorre variare la massa di gas utilizzato per svolgere il ciclo termodinamico. Ciò richiede, nelle versioni più diffuse, un sistema che estrae e accumula in una bombola il gas in eccesso (che normalmente esce spontaneamente con l'apertura di una valvola) o inietta nel ciclo (mediante un piccolo compressore) la massa necessaria (nei motori endotermici questa funzione viene svolta dall'acceleratore e dagli organi ad esso collegati). Tale operazione pone delle problematiche legate alla rapidità di intervento e di affidabilità dei sistemi.

Al momento attuale i motori Stirling vengono prodotti in piccolissime serie per applicazioni speciali⁴⁰ o per finalità di R&D⁴¹. Il combustibile più utilizzato è il gas naturale⁴², mentre le applicazioni a biomassa sono molto ridotte⁴³.

Per meglio inquadrare la situazione, quindi, in seguito vengono analizzate le principali caratteristiche dei prototipi che attualmente sono allo studio o in qualche modo proposti al mondo operativo.

Negli ultimi 20 o 30 anni varie aziende in tutto il mondo hanno sviluppato differenti tipi di motori Stirling, realizzando prototipi apparentemente validi, ma nella quasi totalità dei casi senza un concreto sbocco commerciale. Di fatto ad oggi sono ben pochi i prodotti che risultano, a parte gli elevati costi, effettivamente disponibili. A titolo di esempio, si cita l'americana STM Power, che ha sviluppato cogeneratori adatti per il biogas, costituiti da motori Stirling da 55 kW, caratterizzati da rendimento elettrico del 30% e termico del 50%. Il combustibile in ingresso deve comunque essere depurato del contenuto di acido solfidrico e silossani.

6.2.3 Combustione diretta

La combustione diretta è certamente il metodo più semplice per l'utilizzo del biogas. Si può pensare ad un utilizzo in bruciatori per il riscaldamento di ambienti o per l'alimentazione di impianti di essiccazione. Sono applicazioni che non richiedono tecnologie specifiche, ma anche in questo caso, come per i motori, è necessario adottare alcune precauzioni nella progettazione degli impianti per evitare il deterioramento di componenti per effetto del contatto con composti di zolfo.

Tra le altre opzioni relative alla combustione diretta si segnalano i refrigeratori ad assorbimento a gas e le

turbine a gas e a vapore. In generale si può affermare che sono tecnologie interessanti con elevati rendimenti ma che richiedono una elevata pulizia del gas. Attualmente non si conoscono applicazioni reali, ma vale la pena comunque descrivere, anche brevemente, le singole tecnologie.

Figura 6 – Esempio di assorbitore a gas del tipo acqua-acqua, (da:Robur)



Assorbitori a gas

In alcuni particolari casi in cui in prossimità dell'impianto di produzione del biogas vi siano fabbisogni di energia frigorifera (eventualmente combinata con l'energia termica), risulta molto interessante l'installazione di pompe di calore funzionanti a gas con ciclo ad assorbimento reversibile. Si possono prevedere impianti di condizionamento o refrigerazione raffreddati ad aria, oppure raffreddati ad acqua, caso in cui è possibile la produzione simultanea di acqua calda ed acqua fredda. L'azienda italiana Robur produce entrambe le tipologie di macchine, le cui caratteristiche sono riassunte in Tabella 14.

Tabella 14 – Assorbitori a gas

Modello	Tipo	Potenza termica (kW)	Potenza frigorifera (kW)	G.U.E. ⁴⁴ termico	G.U.E. frigorifero
GAHP-W	acqua-acqua	38,8 - 194	18,4 - 92	154%	73%
GAHP-AR	aria-acqua	35,3 - 176,5	16,9 - 84,5	140%	67%

Turbine

I cicli termodinamici basati sull'impiego dei cicli Brayton o combinati si sono fatti apprezzare per l'elevata efficienza della tecnologia, i ridotti spazi necessari e soprattutto per i costi di investimento contenuti.

⁴⁰ Gli attuali impieghi sono sostanzialmente militari e riguardano, a esempio, l'utilizzo di cascami termici in alcuni sottomarini o la costruzione di gruppi elettrogeni particolarmente silenziosi e meno rilevabili all'infrarosso.

⁴¹ Applicazioni di ricerca sono oggi soprattutto quella solare basata sull'utilizzo di collettori concentratori.

⁴² Il gas naturale permette (grazie alla possibilità di ottenere dei gas combusti molto puliti) di ottenere elevati recuperi termici a beneficio dell'aria comburente. Questo aspetto è di importanza fondamentale per conseguire elevati rendimenti di conversione energetica.

⁴³ Purtroppo anche i risultati sperimentali a disposizione sono veramente scarsi.

⁴⁴ G.U.E. (Gas Utilization Efficiency) è il rapporto tra l'energia fornita all'utenza (calore ceduto al mezzo da riscaldare) ed energia consumata dal bruciatore. In pratica è il valore che identifica l'efficienza energetica di una pompa di calore funzionante a gas (metano o GPL). Il G.U.E. è variabile in funzione del tipo di pompa di calore e delle condizioni di funzionamento.

In questo caso, tuttavia, le ridotte dimensioni imposte dalle taglie tipiche degli impianti di produzione di biogas rendono l'utilizzo di turbine a gas costoso e tuttora connotato da un certo grado di rischio. Rimane, comunque, la prospettiva delle maggiori rese energetiche rispetto ad altri sistemi di conversione energetica. L'azienda Capstone MicroTurbines (US) ha sviluppato due apparecchi specifici per essere alimentati a biogas. Le cui caratteristiche sono riportate in Tabella 15. Si noti che il modello CR65 può anche essere equipaggiato con un'unità di recupero del calore contenuto nei fumi, di potenza pari a 74kW. Si raggiunge così un rendimento complessivo del 62%. Le microturbine devono comunque essere ancora messe a punto e raggiungere valori di efficienza e affidabilità paragonabili a quelli dei motori a ciclo Otto.

Tabella 15 – Caratteristiche generali delle microturbine Capstone, studiate per essere alimentate a biogas

Modello	CR30	CR65
Prestazioni elettriche		
Potenza elettrica (kW)	30	65
Rendimento (%)	26	29
Caratteristiche del combustibile		
Potere Calorifico Superiore (MJ/m ³)	13-47,5	20,5-32,5
Contenuto di H ₂ S (ppmv)	< 70.000	< 400
Fumi		
Portata oraria (kg/h)	0,31	0,49
Temperatura di uscita (° C)	275	309

6.3 TIPOLOGIE DI UTILIZZO

La scelta tra le soluzioni impiantistiche sopra esposte deve essere dettata sia dall'analisi delle opportunità offerte da ogni opzione sia dalla valutazione delle necessità del produttore. La generazione di energia elettrica con recupero dell'energia termica, ovvero la cogenerazione, è la soluzione consigliata, in ragione della migliore redditività generalmente garantita, anche grazie ai forti incentivi (130 €/MWh prodotto, al netto degli autoconsumi del cogeneratore- cosiddetti Certificati Verdi). Nei casi applicativi reali spesso il recupero di calore viene considerato erroneamente come soluzione marginale soprattutto a causa della dislocazione degli impianti in zone agricole lontane da possibili utenze termiche di rilievo. L'energia termica viene quindi dispersa o, nel migliore dei casi, utilizzata stagionalmente per l'essiccazione dei foraggi o per il riscaldamento degli edifici aziendali. Molto rari sono i casi di allacciamento ad una rete di teleriscaldamento locale. Comunque, in alcuni casi potrebbero rivelarsi interessanti anche altre possibilità. Nella scelta delle opzioni di utilizzo del biogas si devono considerare alcuni importanti fattori:

- Forma di energia consumata dall'azienda agricola. Poiché il biogas può essere utilizzato per soddisfare i consumi interni dell'azienda, è importante valutare la tipologia e l'andamento dei consumi (energia meccanica per applicazioni fisse o mobili, energia frigorifera, termica a bassa temperatura, o vapore), e le fonti energetiche utilizzate per soddisfarli. L'analisi dei consumi può portare a individuare soluzioni di utilizzo del biogas che risultino alternative interessanti alla generazione elettrica.
- Andamento dei consumi nel corso dell'anno. Mentre la produzione di biogas resta costante nel corso dell'anno, i consumi energetici hanno un andamento generalmente discontinuo, caratterizzato però da una certa periodicità. L'utilizzo del biogas più efficiente è quindi dettato anche dalla possibilità di servire utenze il più costanti possibile, in modo da minimizzare un costoso stoccaggio del combustibile. Sembrano quindi da escludere destinazioni del biogas prettamente stagionali come l'utilizzo in caldaie per il riscaldamento di ambienti, mentre sono favoriti gli impianti cogenerativi collegati in parallelo con la rete elettrica, oppure apparecchi come assorbitori a gas che servano utenze tecnologiche, oppure ancora utenze di energia meccanica costanti nel tempo.
- Qualora i consumi elettrici siano una quota consistente dei fabbisogni energetici dell'azienda, la destinazione del biogas alla generazione elettrica sarebbe ulteriormente favorita, in quanto ai Certificati Verdi si sommerebbe il risparmio dovuto al mancato acquisto di energia elettrica dalla rete.

L'analisi di questi fattori, come detto sopra, porta generalmente alla decisione di destinare il biogas prodotto alla generazione prioritaria di energia elettrica con eventuale recupero di calore. In casi particolari, possono però rivelarsi interessanti anche altre opzioni.

7) STIMA DELLE BIOMASSE DISPONIBILI

7.1 STIMA DELLE MATERIE PRIME DIVERSE DAI REFLUI ZOOTECCNICI

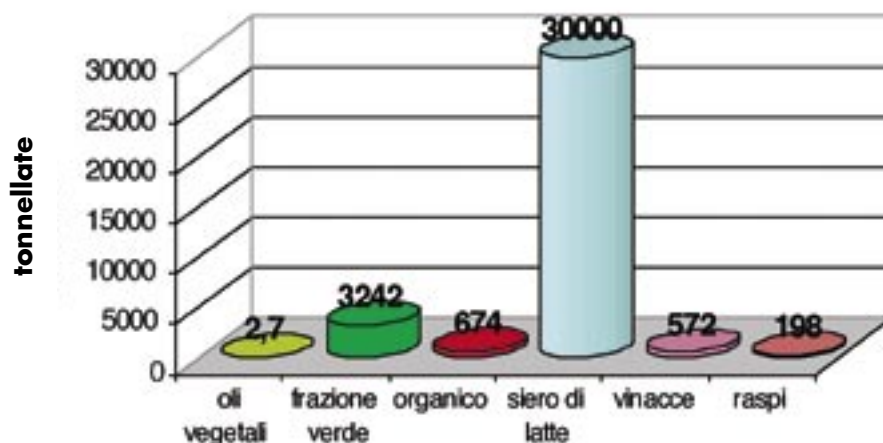
Affinché un digestore anaerobico sia caratterizzato da rese elevate in termini di biogas prodotto, è necessario immettere insieme ai reflui zootecnici una percentuale di altri materiali (solitamente inferiore al 10% p/v). Le materie prime potenzialmente reperibili sul territorio oggetto di studio, diverse dai reflui zootecnici, che possono essere avviate al processo di digestione anaerobica sono:

- siero di latte
- sottoprodotti della lavorazione delle mele e della frutta
- raspi e vinacce
- carcasse animali
- rifiuti organici provenienti dalla raccolta differenziata
- frazione verde derivante dalla raccolta differenziata
- oli vegetali esausti.

L'indagine svolta ha permesso di individuare innanzitutto le tipologie di materiali disponibili, analizzando la realtà produttiva e le attività più sviluppate del territorio; secondariamente è stata verificata la concreta possibilità di impiegare i suddetti materiali di volta in volta considerati. Stando ai dati disponibili, forniti dagli addetti del settore in via ufficiale o in veste di testimoni privilegiati, si è giunti alla stima generale delle quantità delle diverse biomasse da affiancare e miscelare con i reflui zootecnici, calcolate su base annua e distribuite sul territorio della provincia di Sondrio. L'ammontare totale delle biomasse è risultato essere di poco inferiore alle 35.000 tonnellate.

I risultati riportati in grafico saranno in seguito approfonditi.

Figura 7 – Stima delle biomasse disponibili sul territorio provinciale⁴⁵



7.1.1 Siero di latte

Il siero costituisce un sottoprodotto assai “ingombrante” per l’industria lattiero-casearia, in termini di volumi; inoltre costituisce un problema ambientale importante, perché ha una carica inquinante molto alta (COD = 70 mg/L di O₂).

Il siero tuttavia può rappresentare una fonte di sostanze nobili come proteine ad alto valore biologico, lattosio, vitamine, sali minerali, che trovano largo impiego nell’industria alimentare (salse, pasta, biscotti, cioccolato, bevande, baby foods, etc.), nell’industria cosmetica (creme idratanti o detergenti) e nell’industria farmaceutica come integratori alimentari (es. per body builder). Il problema principale è che queste componenti sono estremamente diluite, ed i costi per il loro recupero, per evaporazione o ultrafiltrazione, risultano

⁴⁵ dati riferiti all’anno 2006

assai elevati e quindi non sempre convenienti. L'ipotesi di impiegare il siero in processi di digestione anaerobica può essere giustificata dalla necessità di diluire, e cioè di diminuire la percentuale di sostanza secca della matrice da digerire, apportando al contempo una serie di elementi nutritivi utili ai microrganismi. In base ai dati forniti dal Consorzio per la Tutela dei Formaggi Valtellina Casera e Bitto, la stima della produzione di siero si attesta intorno alle 30.000 tonnellate/anno.

7.1.2 Sottoprodotti della lavorazione delle mele e della frutta

In Valtellina la coltura frutticola preponderante è il melo. La produzione media annua di mele è di circa 28.000-30.000 tonnellate, che vengono vendute per la stragrande maggioranza come prodotti di prima gamma, cioè senza essere trasformate. Il quantitativo di frutti trasformati per l'ottenimento di succo e aceto di mele è assai ridotto e gli scarti trovano al momento altre destinazioni sul mercato. Pertanto la disponibilità è nel complesso trascurabile e non è stata considerata ai fini di questo studio.

7.1.3 Raspi e vinacce

La Valtellina è una zona tradizionalmente vocata alla coltivazione della vite. In base alle stime del Consorzio Tutela Vini di Valtellina, la vendemmia 2006 ha prodotto 4400 tonnellate d'uva. Considerando che i raspi ne costituiscono il 4-5% del peso, si stima una produzione di circa 200 t; le vinacce invece rappresentano il 12-14% circa in peso, per un totale di circa 600 t.

Le vinacce tuttavia vengono smaltite attraverso il conferimento obbligatorio alle distillerie per l'allontanamento del contenuto in alcol etilico. Parte delle vinacce vengono inviate a distillerie che si trovano fuori provincia. Gli scarti della frazione che viene distillata in provincia vengono in seguito destinati alla produzione di mangimi per il comparto zootecnico.

Pertanto le vinacce, pur comparando tra le biomasse considerate, al momento non rappresentano una risorsa concretamente utilizzabile; bisogna inoltre tenere conto della disponibilità stagionale limitata al periodo autunnale.

7.1.4 Carcasse animali

Quando un animale muore diventa materia ad alto rischio per l'ambiente e quindi necessita di un asporto controllato, effettuato con mezzi idonei, e secondo le leggi vigenti di una cremazione o sepoltura in luoghi ben definiti dalle Autorità competenti ⁴⁶.

L'impiego delle carcasse come materiale da avviare ai processi di digestione anaerobica, soprattutto se operata in mesofilia, è pertanto sconsigliabile, poiché tale procedura non garantisce l'eliminazione totale dei rischi connessi all'eventuale presenza di patologie (prima fra tutte la BSE).

I dati A.S.L. relativi al 2004 per la provincia di Sondrio sono riportati in Tabella 16.

Tabella 16 – Dati ASL 2004 sulle carcasse animali smaltite

Animali	Infossati		Inviati agli impianti di trattamento	
	Numero capi	Peso indicativo (kg)	Numero capi	Peso indicativo (kg)
bovini	60	23.000	505	172.000
altri ⁴⁷	5	1.450	140	7.000

7.1.5 Rifiuti organici, frazione verde e oli vegetali esausti derivanti dalla raccolta differenziata

La società attuale produce quantità sempre maggiori di rifiuti urbani ed industriali; lo smaltimento di questi rifiuti sta diventando una problematica dalle enormi ripercussioni. Da questa situazione si è generata una serie di problemi legati all'inquinamento ambientale e alla necessità di trovare nuove prospettive.

In questo senso è nata l'esigenza di considerare tali materiali anche dal punto di vista chimico, cioè non più come scarti da eliminare, bensì come sostanze contenenti un potenziale energetico che può ancora essere sfruttato.

Attualmente il recupero energetico dei rifiuti è un'opzione valutata con crescente interesse, grazie al doppio vantaggio economico di diminuire i costi di smaltimento e di ricavare al contempo energia.

I rifiuti possono andare incontro a diversi destini per sfruttare le risorse residue ancora presenti in essi.

⁴⁶ Reg. CE 02/1774

⁴⁷ ovicapriini, equini, suini e altri

In generale, le tecniche per il recupero di materiali ed energia dai rifiuti possono consistere in:

- riciclaggio diretto dei rifiuti, mediante riutilizzazione dei materiali (vetro, carta, plastica, tessuti, legno, alluminio, ferro)
- termovalorizzazione per rifiuti indifferenziati
- compostaggio o digestione anaerobica (particolarmente adatta ai rifiuti organici molto umidi)

La provincia di Sondrio è costituita da 78 comuni distribuiti su un territorio suddiviso in 5 Comunità Montane, la popolazione è costituita da circa 176.000 abitanti, numero che subisce fluttuazioni stagionali per la presenza turistica concentrata in prevalenza nei periodi estivo e invernale. Tutti i comuni hanno effettuato la raccolta differenziata nel 2006; 18 hanno effettuato anche la raccolta della frazione organica.

La frazione organica è raccolta con modalità e frequenze diverse dipendenti delle caratteristiche del comune (numero di abitanti, posizione geografica, perifericità delle abitazioni, distanza stradale dal punto di conferimento, ecc.).

Si raccolgono come “frazione organica” le seguenti tipologie di rifiuto:

- scarti e avanzi di cucina, sia cotti sia crudi
- scarti e avanzi di frutta e verdura
- carni pesce e ossi
- bustine di the o camomilla
- fondi di caffè
- gusci di uova
- tovagliolini di carta

Fino 1998 la frazione organica proveniente dalla raccolta differenziata di tipo urbano ed industriale veniva stabilizzata e trasformata biologicamente in compost presso l'impianto di compostaggio di Cedrasco.

A seguito di inconvenienti tecnici e della confermata inadeguatezza dell'impianto stesso rispetto alle esigenze di smaltimento, l'impianto è stato dismesso. Attualmente il rifiuto organico viene inviato ad impianti di compostaggio localizzati fuori dalla provincia di Sondrio.

Lo stesso destino spetta alla frazione verde proveniente dalla raccolta differenziata, che viene conferita presso impianti di compostaggio situati fuori provincia che effettuano o il compost da verde o il compost da verde e organico.

La raccolta differenziata della frazione organica è solitamente condotta con due metodi; con il sistema stradale basato sull'utilizzo di cassonetti stradali che hanno frequenza di svuotamento analoga o maggiore a quella dei cassonetti per il rifiuto indifferenziato oppure con il sistema domiciliare e/o condominiale. Quest'ultimo sistema consiste nel ritirare il rifiuto organico direttamente presso ciascuna abitazione o condominio.

Le raccolte stradali sono più economiche rispetto alle raccolte domiciliari, queste ultime si rivelano più costose ma più efficaci in termini qualitativi.

Per quanto concerne la raccolta differenziata del verde, i sistemi di raccolta più diffusi sfruttano piattaforme o raccolte mirate organizzate dai comuni, che predispongono per la maggior parte dei container per il conferimento del materiale.

Nella nostra provincia circa il 20% del rifiuto totale è costituito dalle frazioni verde e organica. Una prospettiva interessante è rappresentata dalla possibilità da parte dei comuni di smaltire i rifiuti organici indesiderati attraverso la conversione in biogas.

La raccolta differenziata ha però condotto a scarsi risultati in termini di quantità ma soprattutto di qualità; è possibile quantificare intorno al 20-30% la percentuale media di scarto presente nei conferimenti dei diversi comuni. La scarsa qualità del rifiuto organico intercettato, dovuta sia alla presenza diffusa di sacchetti in plastica non biodegradabili sia alla presenza di componenti di altre raccolte differenziate non fermentescibili mischiate al rifiuto organico, comportano l'aumento dei costi di trattamento e/o di smaltimento di tale tipologia di raccolta.

La non conformità del rifiuto comporta spesso il ricorso ad una serie di trattamenti mirati al miglioramento della qualità merceologica, quali per esempio la vagliatura, per ridurre la percentuale di scarto.

Schematicamente le ragioni che rendono i conferimenti della frazione organica non conformi e di scarsa qualità, come ampiamente esposto in precedenza sono:

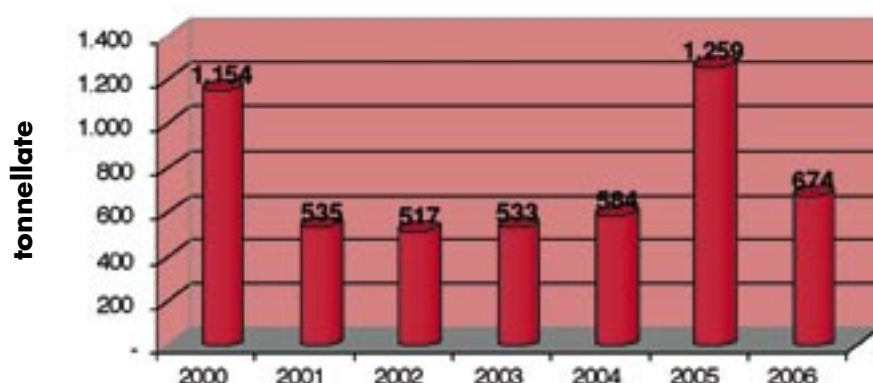
- l'impiego quasi esclusivo di sacchetti di plastica non biodegradabile al posto dei sacchetti in mater-bi biodegradabili
- la presenza significativa di tipologie di rifiuto indesiderate (vetro, plastica, cartoni, oggetti vari, ecc.)
- le raccolte troppo distanti nel tempo in alcuni comuni, a cui conseguono conferimenti della frazione organica già in stato avanzato di putrefazione
- i metodi di raccolta gestiti non in modo corretto: per il ridotto numero dei cassonetti, per la localizzazione poco funzionale degli stessi, per l'errata informazione agli utenti, ecc.

- l'utilizzo di automezzi non idonei per la raccolta della frazione organica
- la scarsa informazione dei cittadini sul funzionamento della raccolta della frazione organica e sulle tipologie di rifiuto che possono essere conferite

Un aspetto non trascurabile è rappresentato infine dal fatto che la provincia di Sondrio è una realtà poco urbanizzata, nella quale quasi tutte le famiglie dispongono di spazi come orti o giardini privati. Di conseguenza, attualmente è largamente diffusa la pratica del compostaggio domestico, che sottrae alla raccolta buona parte della frazione organica potenzialmente sfruttabile.

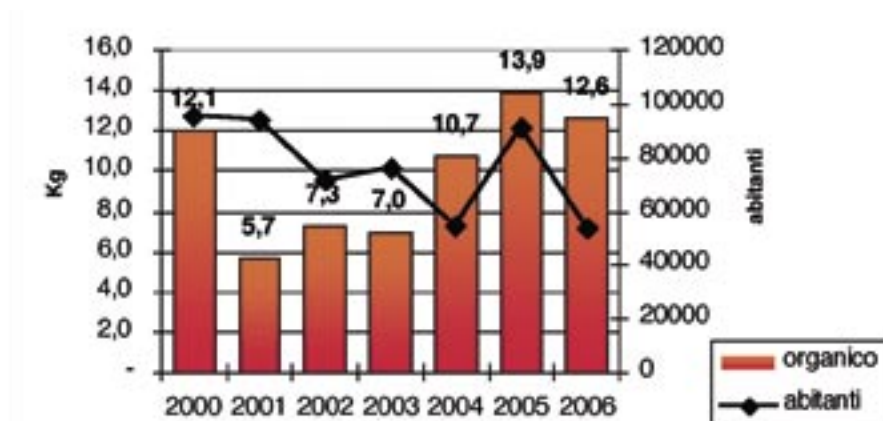
In base ai dati forniti dalla S.EC.AM. (Società per l'Ecologia e l'Ambiente) di Sondrio, le stime della produzione di organico nel periodo 2000-2006 è riportata in grafico (Fig.8):

Figura 8 – Stima del quantitativo di rifiuto organico raccolto sul territorio provinciale



Nel grafico seguente sono invece riportate le stime della produzione pro capite, riferite ai comuni che effettuano la raccolta differenziata in rapporto al numero di abitanti.

Figura 9 – Stima del quantitativo di rifiuto organico prodotto pro capite nei comuni che effettuano la raccolta differenziata

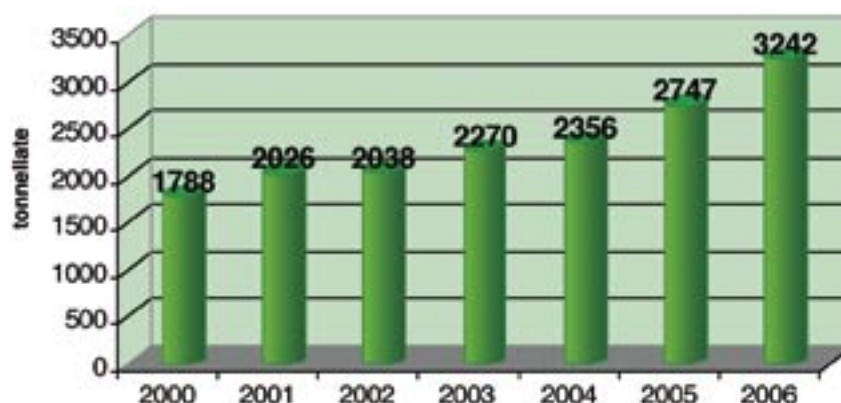


Facendo riferimento ai dati più recenti, riferiti cioè all'anno 2006, è possibile effettuare una stima della produzione potenziale di organico estesa all'intera popolazione provinciale (176.856 abitanti). Tale previsione ipotizza una produzione annua di circa 2300 tonnellate di organico.

Considerando invece una produzione giornaliera pro capite di organico di circa 150 g/giorno, si ottiene un totale annuo di circa 9700 tonnellate. Tuttavia questa ipotesi non tiene conto del reale comportamento degli utenti.

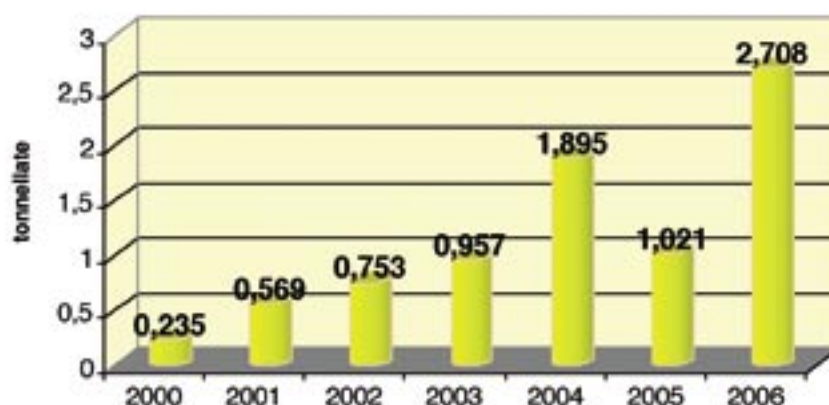
La frazione verde costituisce una risorsa non indifferente, in quanto supera i quantitativi dell'organico prodotto in provincia e mostra un trend positivo. L'andamento della raccolta differenziata nel periodo 2000-2006 è riportato in Figura10.

Figura 10 – Stima del quantitativo di frazione verde raccolto sul territorio provinciale



Infine sono stati considerati i quantitativi di oli vegetali esausti raccolti da S.EC.AM nel periodo 2000-2006, sebbene essi nel complesso costituiscano una fonte marginale di biomassa (Fig.11).

Figura 11 – Stima del quantitativo di oli vegetali raccolti sul territorio provinciale



7.2 STIMA DEI QUANTITATIVI DI REFLUI ZOOTECCNICI

La Valtellina è caratterizzata da una elevata presenza di allevamenti zootecnici, che ospitano quasi esclusivamente bovini. La consistenza degli allevamenti viene espressa in termini di carico animale per unità di superficie (Unità di Bestiame Adulto per ettaro - UBA/ha). In provincia di Sondrio sono presenti 1440 aziende con bovini; il 75% di queste è rappresentato da allevamenti con meno di 10 capi, il 20% circa ha dagli 11 ai 50 capi, mentre solo il 4% circa possiede più di 50 animali⁴⁸.

L'attività di smaltimento dei reflui zootecnici in Lombardia è regolamentata dalla Legge Regionale 37/93 che impone a tutte le aziende agricole l'obbligo di presentare un Piano di Utilizzazione Agronomica (PUA). La suddetta Legge rappresenta il recepimento della Direttiva Nitrati 91/676/CE, la quale limita le emissioni di azoto sulle superfici agricole a 340 kg/ha/anno nelle zone non vulnerabili, in cui rientrano i territori della nostra Provincia. In passato, un adeguato rapporto tra il numero di capi e la superficie aziendale consentiva un normale utilizzo delle deiezioni prodotte per il mantenimento della fertilità del terreno.

La tendenza delle piccole aziende a scomparire, causata anche da un mancato ricambio generazionale, provoca nelle aree marginali e di difficile accesso un progressivo abbandono dello sfalcio e della lavorazione dei pascoli, con conseguente perdita o rimboschimento degli stessi.

Con lo spostamento dell'attività verso una modalità di allevamento più intensiva, i reflui zootecnici sono diventati un problema di grande peso per la realtà produttiva valtellinese, soprattutto perché in molti casi si è venuto a creare uno squilibrio tra carico animale ed aree foraggere coltivate, cosicché numerose aziende

⁴⁸ Dati APA 2005

non dispongono delle superfici necessarie per smaltire gli eccessi di deiezioni. A ciò si aggiungono anche difficoltà nella gestione dello stoccaggio, che sfociano in trattamenti poco corretti dal punto di vista agronomico ed ambientale, nonché nella creazione di depositi estemporanei, spesso all'aperto e perciò esposti agli agenti meteorologici, assai difficili da controllare.

I reflui zootecnici (letame, colaticcio e liquame), con il loro elevato apporto di azoto, se liberati nell'ambiente in quantità superiori ai limiti massimi di concentrazione di azoto rilasciabili, comportano il rischio di contaminare le falde acquifere, in dipendenza della permeabilità del terreno, e di eutrofizzare i corpi idrici superficiali. Emissioni troppo massicce di azoto causano inoltre profonde modificazioni nella composizione del cotico erboso dei pascoli con mutamenti delle specie botaniche presenti.

Non meno importante si rivela la necessità di evitare che gli odori sgradevoli che lo spandimento comporta vadano ad influire sulle attività turistiche del territorio o a compromettere le condizioni igienico-sanitarie dei centri urbani limitrofi.

La trasformazione attraverso il processo di digestione anaerobica permette di ottenere un'efficace riduzione del carico inquinante e degli odori del materiale, oltre ad una sostanziale stabilizzazione ed igienizzazione dei suoli.

Il recupero per digestione dei reflui zootecnici, sia liquidi che solidi, non solo rappresenta un'applicazione compatibile con le esigenze di tutela ambientale e di sviluppo turistico, ma rientra anche nelle azioni volte alla diffusione delle energie alternative e alla valorizzazione delle risorse locali.

Il rumine rappresenta a grandi linee una camera di fermentazione generante biogas, perciò le deiezioni bovine sono ricche di batteri metanogeni; tali deiezioni possono quindi essere impiegate per innescare spontaneamente la fermentazione metanica dei residui organici senza ricorrere all'uso di starter microbici.

Al termine della digestione anaerobica, nel materiale fermentato si mantengono integri gli elementi principali (azoto, potassio e fosforo), presenti nella materia prima d'origine. Viene inoltre favorita la mineralizzazione dell'azoto organico che diventa prontamente assimilabile per le specie vegetali; contemporaneamente si ha l'abbattimento del contenuto in sostanza organica. Il digestato si rivela quindi un ottimo fertilizzante per l'impiego agricolo.

Le elaborazioni inerenti la disponibilità provinciale di deiezioni bovine riportate nel capitolo 8.3 si basano sul report fornito dall'Associazione Provinciale Allevatori di Sondrio, relativo all'anno 2004.

Figura 12 – Allevamento bovino



8) INDIVIDUAZIONE DELLE POTENZIALITÀ DI PRODUZIONE DI BIOGAS IN PROVINCIA DI SONDRIO

8.1 PREMESSE

Il presente documento si pone l'obiettivo di presentare la metodologia adottata e i risultati raggiunti nella fase di individuazione della potenzialità di produzione di energia da biogas in provincia di Sondrio.

8.2 APPROCCIO METODOLOGICO

L'approccio metodologico seguito prende in esame i principali aspetti che possono influire sulla dislocazione e sul dimensionamento degli impianti.

Indicativamente è stato adottato uno schema simile a quello indicato da Renertec⁴⁹ nel documento "Metodologia per l'individuazione di bacini per lo sfruttamento del biogas a partire da liquami zootecnici tal quali o miscelati a cofermenti. Caso di studio: la realtà altoatesina" - Ecomondo 2006 – anche se il percorso seguito è leggermente diverso a causa della differente situazione del territorio preso in esame rispetto alla realtà sudtirolese.

L'approccio Renertec è comunque abbastanza generico e come tale è facilmente paragonabile all'approccio utilizzato nel presente lavoro. Solo a lavori in avanzata fase di esecuzione è stato comunque possibile confrontare i due approcci e verificarne le effettive similitudini.

I criteri adottati sono stati i seguenti:

1. analisi della consistenza degli allevamenti
2. analisi della disponibilità di effluenti zootecnici
3. analisi della disponibilità di altre biomasse cofermentescibili
4. presenza di impianti di biogas in funzione o in fase di realizzazione
5. presenza di reti di riscaldamento e altre fonti energetiche fossili

I punti 1 e 2 sono stati gestiti con la collaborazione dell'APA che ha fornito i dati di base⁵⁰ elaborati successivamente dal Comitato Termotecnico Italiano.

Il punto 3 è stato condotto dalla Fondazione Fojanini che ha poi fornito i dati al CTI per l'elaborazione.

Il punto 4 e il punto 5, pur essendo relativi ad aspetti significativi ai fini dello scopo ultimo del progetto, sono stati risolti in breve tempo essendo la provincia di Sondrio relativamente nuova ad iniziative di questo tipo. Sicuramente proprio in questi mesi è in fase di realizzazione un impianto a biogas nella zona di Tirano e proprio per questo motivo la zonizzazione del territorio provinciale ha tenuto conto di questo fattore, inoltre, in questa zona si segnala la presenza di una esistente rete di teleriscaldamento che deve essere considerata ai fini di una possibile integrazione di impianti a biogas.

Nel seguito vengono descritti i risultati raggiunti per ogni fase progettuale.

8.3 ANALISI DELLA CONSISTENZA DEGLI ALLEVAMENTI E DELLA DISPONIBILITÀ DI MATERIA PRIMA DI ORIGINE ZOOTEKNICA.

L'analisi è stata compiuta considerando tutte le aziende zootecniche associate all'APA. Sono stati presi in considerazione 728 allevamenti di bovini, essendo gli allevamenti suini, equini, ovini ed avicoli, presenti in provincia di Sondrio, in numero poco rilevante ai fini del presente progetto o con caratteristiche tali. Il totale dei bovini considerati è di 21.769 capi per una media aziendale di 29,9 capi. In realtà le aziende censite allevano un numero di capi variabile da un minimo di 5 (minima consistenza presa in considerazione) ad un massimo di 467 capi.

⁴⁹ Centro di Competenza sulle Energie Rinnovabili della provincia di Bolzano

⁵⁰ Stima della produzione di reflui da allevamenti bovini della provincia di Sondrio. APA

Le aziende censite rappresentano solo il 50% delle aziende con bovini ma ben il 95% della consistenza di capi questo ha permesso di rappresentare in modo significativo la realtà provinciale.

Tabella 17 – Aziende - Consistenza capi – UBA (Fonte APA – Elaborazione CTI)

Tipologia Refluo	Aziende	Capi	Adulti	Giovani	UBA		
					Liquame	Letame	Colaticcio
Liquame	63	5.165	3.616	1.549	4.545		
Misto	47	3.879	2.663	1.216	1.802	1.632	1.632
Letame	618	12.725	8.908	3.817		11.198	11.198
Totale	728	21.769	15.187	6.582	6.347	12.830	12.830

Una ulteriore elaborazione è stata quella di suddividere gli allevamenti tra allevamenti che producono solo liquame, allevamenti che producono letame e colaticcio e allevamenti che producono liquame, letame e colaticcio.

Per procedere nell'analisi è stato necessario normalizzare i capi in unità equivalenti o UBA (Unità di Bovino Adulto). I coefficienti utilizzati per la conversione dei CAPI in UBA sono:

- 1 bovino adulto = 1 UBA
- 1 bovino giovane = 0,6 UBA.

Questo ha permesso di esprimere la consistenza del singolo allevamento in UBA e quindi di calcolare il numero di UBA per tipologia di effluenti. Tale dato è stato utilizzato per ipotizzare i differenti scenari di produzione di biogas.

Per maggior chiarezza e facilità di analisi gli allevamenti sono stati aggregati per singolo comune perdendo in questo modo la definizione specifica della singola azienda, per altro poco interessante nel contesto considerato che vede aziende di dimensioni tali da non consentire, se non in casi isolati, la realizzazione di impianti aziendali.

I comuni presi in considerazione sono elencati in Tabella 18.

Tabella 18 – Comuni oggetto del censimento, aree omogenee e UBA (Fonte APA – Elaborazione CTI)

Area	Comune	UBA		
		Liquame	Letame	Colaticcio
Av - FV	BORMIO	85	669	669
	SONDALO	-	145	145
	VALDIDENTRO	21	263	263
	VALDISOTTO	-	248	248
	VALFURVA	-	217	217
Li - FV	LIVIGNO	133	583	583
Mo - FV	ALBAREDO PER SAN MARCO	-	67	67
	ARDENNO	116	119	119
	BEMA	-	15	15
	CERCINO	18	170	170
	COSIO VALTELLINO	440	631	631
	DELEBIO	203	152	152
	DUBINO	657	484	484
	FORCOLA	-	550	550
	MANTELLIO	198	15	15
	MORBEGNO	38	343	343

Mo - FV	PIANTEDO	415	157	157
	ROGOLO	-	35	35
	TALAMONA	9	282	282
	TARTANO	-	216	216
	TRAONA	310	191	191
	CINO	-	89	89
	CIVO	-	75	75
	DAZIO	-	40	40
	MELLO	-	135	135
	RASURA	-	9	9
So - FV	ALBOSAGGIA	237	248	248
	BERBENNO DI VALTELLINA	81	280	280
	BUGLIO IN MONTE	135	382	382
	CAIOLO	107	4	4
	CASTELLO DELL'ACQUA	-	79	79
	CASTIONE ANDEVENNO	-	142	142
	CEDRASCO	70	55	55
	CHIURO	-	309	309
	COLORINA	592	588	588
	FAEDO VALTELLINO	21	30	30
	FUSINE	-	92	92
	MONTAGNA IN VALTELLINA	40	147	147
	PIATEDA	-	202	202
	POGGIRIDENTI	-	17	17
	PONTE IN VALTELLINA	-	55	55
	SONDRIO	-	84	84
	TRESIVIO	-	88	88
Ti - FV	BIANZONE	84	51	51
	GROSIO	73	291	291
	GROSOTTO	30	42	42
	LOVERO	-	7	7
	MAZZO DI VALTELLINA	19	51	51
	TEGLIO	457	992	992
	TIRANO	-	22	22
	TOVO DI SANT'AGATA	34	68	68
	VERVIO	-	6	6
	VILLA DI TIRANO	39	416	416
Ti - M	APRICA	-	67	67
Vc - FV	CHIAVENNA	-	70	70
	GORDONA	87	194	194
	MADESIMO	-	44	44
	MESE	-	102	102
	NOVATE MEZZOLA	15	137	137
	PIURO	-	233	233
	PRATA CAMPORTACCIO	83	320	320

Vc - FV	SAMOLACO	1.329	736	736
	SAN GIACOMO FILIPPO	-	6	6
	VERCEIA	-	32	32
Vc - M	VILLA DI CHIAVENNA	-	6	6
Vm - FV	CASPOGGIO	-	39	39
	CHIESA IN VALMALENCO	-	141	141
	LANZADA	-	167	167
	TORRE DI SANTA MARIA	-	56	56
FV: Fondo Valle M: Montagna Av: Alta valle Li: Zona di Livigno Mo: Morbegno So: Sondrio Ti: Tirano Vc: Valchiavenna Vm: Valmalenco				

L'elenco dei comuni riportato in Tabella 18 permette di introdurre un'ulteriore elaborazione effettuata per raggruppare le disponibilità di capi e quindi di reflui pensando alla futura produzione di biogas.

Partendo dalla considerazione che la provincia di Sondrio è caratterizzata da una morfologia particolare e come tale si sviluppa prevalentemente lungo degli assi preferenziali che sono: il fondo valle della Valtellina che inizia al termine del lago di Como e prosegue fino al comune di Livigno, la Valchiavenna e la Valmalenco, si è pensato di suddividere la stessa provincia in zone omogenee lungo gli assi (basandosi su considerazioni di tipo logistico e pratico) e per ogni zona considerare solamente gli allevamenti presenti ad una altitudine media non particolarmente elevata così da permettere trasporti agevoli dei reflui. In altre parole sono stati considerati gli allevamenti disposti nel fondovalle o ad un'altitudine non superiore ai 100-200 m rispetto allo stesso. I comuni indicati in Tabella 18 come area xx-M (Montagna) sono quindi quelli esclusi dai successivi conteggi.

Ne sono risultate le seguenti aree omogenee: Alta valle; Zona di Livigno; Morbegno; Sondrio; Tirano; Valchiavenna e Valmalenco. L'analisi successiva⁵¹ ha permesso di validare la suddivisione adottata in quanto il potenziale delle singole zone è risultato essere abbastanza uniforme e senza eccessivi salti di potenza installabile. A proposito dell'area di Tirano, si segnala la presenza di una rete di teleriscaldamento che faciliterebbe la cessione di energia termica da parte dell'impianto di fermentazione anaerobica. Un'altra rete di teleriscaldamento è presente nella zona di Sondalo. Anche in questo caso sarebbe possibile un'interessante integrazione tra gli impianti. E' necessario sottolineare però, che, come si vedrà più avanti, le potenze stimate sono ridotte; di conseguenza appare come soluzione oltremodo interessante quella di fornire l'energia termica direttamente ad un'utenza specifica (p.e. edificio pubblico).

Infatti, il reale obiettivo della suddivisione in aree territoriali è stato quello di poter raggruppare più aziende in modo tale da raggiungere la sostenibilità tecnica degli impianti proposti o quanto meno da consentire il conseguimento di economie di scala utili alla sostenibilità economica degli impianti.

Quello che si propone infatti non è altro che uno schema di associazione consortile che permette di abbattere costi altrimenti difficilmente sostenibili dal singolo. Un esempio è quello relativo allo spandimento del digestato in uscita. Si tratta di un prodotto con basso contenuto di sostanza secca che richiede, quindi, un carbotte per la distribuzione in campo. L'elevato costo di una macchina di questo tipo rende sicuramente conveniente la forma associativa.

Il passaggio dalla consistenza in UBA alla produzione di reflui è stato fatto sulla base dei seguenti coefficienti forniti da APA:

Resa Liquame (80 litri/UBA.giorno)	29,2 t/anno.UBA
Resa Letame (20 volte il pv ca 600 kg/UBA)	12,0 t/anno.UBA
Resa Colaticcio (10 volte il pv ca 600 kg/UBA)	6,0 t/anno.UBA

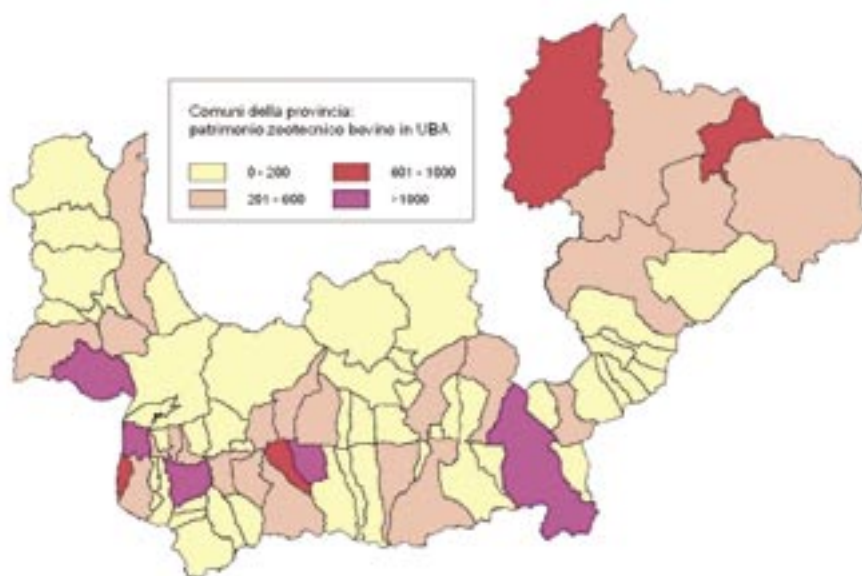
⁵¹ Analisi della potenzialità di biogas

In realtà il dato sui liquami sembra essere particolarmente elevato ma è giustificabile con la miscelazione delle acque di lavaggio della mungitura. Questo rende il prodotto meno interessante ai fini della fermentazione anaerobica e di questo se ne è tenuto conto nelle fasi successive del lavoro.

Figura 13 – Suddivisione in aree consortili in funzione delle caratteristiche morfologiche della Provincia di Sondrio



Figura 14 – Distribuzione del carico bovino provinciale. Fonte Fondazione Fojanini



In base a questi parametri sono state calcolate le seguenti disponibilità di reflui (Tabella 19).

Sempre nella stessa tabella si è iniziato a considerare i possibili scenari per la realizzazione di impianti consortili in provincia di Sondrio.

Come verrà descritto più avanti, infatti, sono stati definiti 4 potenziali scenari di impiego dei reflui:

- 1) Biogas prodotto con solo liquame
- 2) Biogas prodotto con liquame e colaticcio
- 3) Biogas prodotto con liquame, colaticcio e tutto il letame disponibile
- 4) Biogas prodotto con liquame, colaticcio e il 50% del letame disponibile.

Tabella 19 – Produzione di Liquame, Colaticcio e Letame per comune. (Fonte APA – Elaborazione CTI)

Area	Comune	Liquame	Colaticcio	Letame	50% Letame
		t/anno	t/anno	t/anno	t/anno
Av - FV	BORMIO	2.475	4.012	8.024	4.012
	SONDALO	-	871	1.742	871
	VALDIDENTRO	617	1.579	3.157	1.579
	VALDISOTTO	-	1.489	2.978	1.489
	VALFURVA	-	1.304	2.608	1.304
Li - FV	LIVIGNO	3.895	3.498	6.995	3.498
Mo - FV	ALBAREDO PER SAN MARCO	-	401	803	401
	ARDENNO	3.392	713	1.426	713
	BEMA	-	90	180	90
	CERCINO	540	1.019	2.038	1.019
	COSIO VALTELLINO	12.845	3.786	7.573	3.786
	DELEBIO	5.936	913	1.827	913
	DUBINO	19.198	2.904	5.807	2.904
	FORCOLA	-	3.300	6.600	3.300
	MANTELLIO	5.779	90	181	90
	MORBEGNO	1.105	2.059	4.118	2.059
	PIANTEDO	12.129	940	1.880	940
	ROGOLO	-	211	422	211
	TALAMONA	257	1.695	3.390	1.695
	TARTANO	-	1.299	2.598	1.299
	TRAONA	9.045	1.146	2.292	1.146
Mo - M	CINO	-	533	1.067	533
	CIVO	-	449	898	449
	DAZIO	-	243	486	243
	MELLO	-	808	1.616	808
	RASURA	-	53	106	53
So - FV	ALBOSAGGIA	6.907	1.490	2.980	1.490
	BERBENNO DI VALTELLINA	2.373	1.677	3.354	1.677
	BUGLIO IN MONTE	3.956	2.290	4.580	2.290
	CAIOLO	3.135	26	53	26
	CASTELLO DELL'ACQUA	-	475	950	475
	CASTIONE ANDEVENNO	-	850	1.700	850
	CEDRASCO	2.056	327	655	327
	CHIURO	-	1.853	3.707	1.853
	COLORINA	17.297	3.529	7.058	3.529
	FAEDO VALTELLINO	611	181	361	181
	FUSINE	-	549	1.098	549
	MONTAGNA IN VALTELLINA	1.156	882	1.764	882
	PIATEDA	-	1.214	2.429	1.214
	POGGIRIDENTI	-	100	201	100
	PONTE IN VALTELLINA	-	333	665	333

So - FV	SONDRIO	-	507	1.014	507
	TRESIVIO	-	528	1.056	528
Ti - FV	BIANZONE	2.441	306	612	306
	GROSIO	2.133	1.748	3.495	1.748
	GROSOTTO	874	253	507	253
	LOVERO	-	42	84	42
	MAZZO DI VALTELLINA	555	308	617	308
	TEGLIO	13.339	5.950	11.900	5.950
	TIRANO	-	132	264	132
	TOVO DI SANT'AGATA	987	410	819	410
	VERVIO	-	37	74	37
	VILLA DI TIRANO	1.151	2.493	4.986	2.493
Ti - M	APRICA	-	401	803	401
Vc - FV	CHIAVENNA	-	422	845	422
	GORDONA	2.544	1.162	2.323	1.162
	MADESIMO	-	264	528	264
	MESE	-	612	1.225	612
	NOVATE MEZZOLA	427	821	1.641	821
	PIURO	-	1.399	2.798	1.399
	PRATA CAMPORTACCIO	2.415	1.922	3.844	1.922
	SAMOLACO	38.796	4.415	8.830	4.415
	SAN GIACOMO FILIPPO	-	37	74	37
	VERCELA	-	190	380	190
Vc - M	VILLA DI CHIAVENNA	-	37	74	37
Vm - FV	CASPOGGIO	-	232	465	232
	CHIESA IN VALMALENCO	-	845	1.690	845
	LANZADA	-	1.003	2.006	1.003
	TORRE DI SANTA MARIA	-	338	676	338
	TOTALI	180.365	77.997	155.995	77.997
FV: Fondo Valle M: Montagna Av: Alta valle Li: Zona di Livigno Mo: Morbegno So: Sondrio Ti: Tirano Vc: Valchiavenna Vm: Valmalenco					

8.4 INDIVIDUAZIONE DELLE POTENZE INSTALLABILI E DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI

La produzione di biogas da refluo zootecnico è un fenomeno conosciuto da tempo. Già negli anni '80 o anche prima si parlava di fermentazione anaerobica e si vedevano i primi vasconi, chiusi con teli di varia foggia per recuperare il biogas prodotto. Da allora è passato parecchio tempo e nuove tecnologie di costruzione degli stoccaggi, di movimentazione dei reflui e di captazione del gas hanno rilanciato il settore, ma rimane, allora come oggi, il problema della difficoltà di definire con precisione le rese reali di biogas ottenibili da un dato quantitativo di liquame o di altra biomassa fermentescibile poiché molte sono le variabili in gioco.

La potenzialità gasogena dei reflui zootecnici è funzione di parametri chimico-fisici, quindi dipendenti dalle caratteristiche della biomassa in ingresso, e di parametri di processo di natura tecnica come ad esempio le temperature di fermentazione, dipendenti a loro volta da parametri costruttivi, le modalità di trattamento della biomassa, il tempo di ritenzione della stessa.

Proprio da questo presupposto è necessario partire per sottolineare che i risultati delle elaborazioni effettuate dal CTI e descritte nel presente capitolo sono da considerarsi indicative come ordine di grandezza ma non certamente come dato di dettaglio da utilizzarsi per costruire un *business plan* particolareggiato di un impianto.

I coefficienti di conversione utilizzati nel presente lavoro sono indicati in Tabella 20.

Per evitare di sovrastimare le potenzialità si è preferito adottare una linea prudentiale utile anche per bilanciare l'elevata produzione di liquami indicata dall'APA.

Per questo motivo sono stati presi in considerazione valori relativamente prudenti del Potere Calorifico del biogas e del rendimento complessivo.

Ques'ultimo in particolare tiene conto degli assorbimenti dell'impianto che quindi non possono essere convertiti in EE da cedere in rete. La potenza installabile finale che risulta dall'elaborazione eseguita è quindi quella effettivamente disponibile per il conseguimento dei Certificati Verdi.

Tabella 20 – Coefficienti di conversione: resa gasogena e parametri di processo. Fonte CTI

Materia prima	Resa in biogas al 55% metano	
Liquame	32	m³ biogas/t tal quale
Colaticcio	10	
Letame	70	
Siero di latte	15	
Verde urbano	110	
FORSU da raccolta differenziata	300	
Vinacce	150	
Raspi	70	
Parametri di processo		
Potere calorifico inferiore (Biogas al 55% di CH ₄)	5,1	kWh/Nm³
Rendimento complessivo di combustione	0,32	[-]
Ore di funzionamento annuo	7500	h/anno

Sulla base dei parametri individuati in Tabella 20, è stata calcolata la taglia degli impianti installabili per ogni area geografica selezionata e per ognuno dei quattro scenari previsti. I risultati sono riportati in Tabella 21.

Tabella 21 – Potenza installabile per comune e per area geografica secondo 4 tipologie di scenario. Fonte CTI

		Potenza installabile per comune - kW				Potenza installabile per area - kW			
	Liquame A Colaticcio B Letame C	A	A+ B	A+ B+ C	A+ B+ 0,5C	A	A+ B	A+ B+ C	A+ B+ 0,5C
Altavalle	BORMIO	17	26	148	87	22	42	324	183
	SONDALO	-	2	28	15				
	VALDIDENTRO	4	8	56	32				
	VALDISOTTO	-	3	49	26				
	VALFURVA	-	3	43	23				
Livigno	LIVIGNO	27	35	141	88	27	35	141	88

Morbegno	ALBAREDO S.MARCO	-	1	13	7	489	534	1.160	847
	ARDENNO	24	25	47	36				
	BEMA	-	0	3	2				
	CERCINO	4	6	37	21				
	COSIO VALTELLINO	89	98	213	155				
	DELEBIO	41	43	71	57				
	DUBINO	134	140	228	184				
	FORCOLA	-	7	108	57				
	MANTELLO	40	40	43	42				
	MORBEGNO	8	12	75	44				
	PIANTEDO	84	86	115	101				
	ROGOLO	-	0	7	4				
	TALAMONA	2	5	57	31				
	TARTANO	-	3	42	23				
	TRAONA	63	65	100	83				
Morbegno-M	CINO	-	1	17	9	Non significativa			
	CIVO	-	1	15	8				
	DAZIO	-	1	8	4				
	MELLO	-	2	26	14				
	RASURA	-	0	2	1				
Sondrio	ALBOSAGGIA	48	51	97	74	261	298	810	554
	BERBENNO DI VALT.	17	20	71	46				
	BUGLIO IN MONTE	28	33	102	67				
	CAIOLO	22	22	23	22				
	CASTELLO D. ACQUA	-	1	16	8				
	CASTIONE ANDEV.	-	2	28	15				
	CEDRASCO	14	15	25	20				
	CHIURO	-	4	60	32				
	COLORINA	120	128	236	182				
	FAEDO VALTELLINO	4	5	10	7				
	FUSINE	-	1	18	10				
	MONTAGNA IN VALT.	8	10	37	23				
	PIATEDA	-	3	40	21				
	POGGIRIDENTI	-	0	3	2				
	PONTE IN VALT.	-	1	11	6				
	SONDRIO	-	1	17	9				
	TRESIVIO	-	1	17	9				
	Tirano	BIANZONE	17	18	27				
GROSIO		15	19	72	45				
GROSOTTO		6	7	14	10				
LOVERO		-	0	1	1				
MAZZO DI VALT.		4	5	14	9				
TEGLIO		93	106	287	196				
TIRANO		-	0	4	2				
TOVO SANT'AGATA		7	8	20	14				

Tirano	VERVIO	-	0	1	1				
	VILLA DI TIRANO	8	13	89	51				
Tirano-M	APRICA	-	1	13	7	Non significativo			
Valchia- venna	CHIAVENNA	-	1	14	7	308	332	675	503
	GORDONA	18	20	56	38				
	MADESIMO	-	1	9	5				
	MESE	-	1	20	11				
	NOVATE MEZZOLA	3	5	30	17				
	PIURO	-	3	46	24				
	PRATA CAMP.	17	21	80	50				
	SAMOLACO	270	280	414	347				
	S.GIACOMO FILIPPO	-	0	1	1				
	VERCEIA	-	0	6	3				
Valchia- venna-M	VILLA DI CHIAVENNA	-	0	1	1	Non significativo			
Valmalenco	CASPOGGIO	-	1	8	4	-	5	79	42
	CHIESA	-	2	28	15				
	LANZADA	-	2	33	17				
	TORRE DI S.MARIA	-	1	11	6				
Totale Prov. SO		1.256	1.426	3.802	2.614	1.256	1.420	3.719	2.570

Nella Tabella 22 sono riepilogati, per facilitare la lettura, i risultati del calcolo della potenza installabile per area e per l'intera provincia secondo i differenti scenari ipotizzati.

Tabella 22 – Potenzialità impianti di biogas secondo gli scenari ipotizzati

SCENARI IPOTIZZATI	Produzione di biogas con solo liquame	Produzione di biogas con liquame e colaticcio	Produzione ipotetica di biogas con liquame, colaticcio, tutto il letame disponibile	Produzione di biogas con liquame, colaticcio e il 50% del letame disponibile
	kW el. Installati			
Intera Provincia	1.256	1.420	3.719	2.570
Alta Valle	22	42	324	183
Livigno	27	35	141	88
Sondrio	261	298	810	554
Tirano	150	175	531	353
Morbegno	489	534	1.160	847
Chiavenna	308	332	675	503
Valmalenco	-	5	79	42

A questo punto è necessario fornire qualche indicazione in più relativa alla scelta degli scenari.

Si è partiti dalla constatazione che la provincia di Sondrio è caratterizzata dalla presenza di bovini in soprannumero rispetto alle effettive potenzialità date dalla possibilità di produrre unità foraggiere utili all'alimentazione dei bovini. Indicativamente si stima una importazione pari a circa il 60% delle UF necessarie. Questo fenomeno è ovviamente legato al numero di capi/ha che evidentemente non è tale da garantire l'autosufficienza delle aziende per quanto riguarda la produzione di mangimi. Il tutto si traduce nel fatto che il comparto zootecnico della provincia è un importatore netto di biomassa (Unità Foraggiere) da trasformare in carne, latte e reflui che rimangono nel territorio.

Indicativamente quindi la presenza di impianti di fermentazione anaerobica potrebbe essere utile per concentrare i liquami e renderne possibile il trattamento ai fini del contenimento del tenore in azoto, problema sicuramente attuale anche se non particolarmente gravante sulla provincia di Sondrio classificata, ad oggi, Zona non vulnerabile all'inquinamento da nitrati.

Sulla base di queste premesse è stato deciso di valutare differenti scenari di impiego delle biomasse disponibili anche per consentire una valutazione a 360° delle potenzialità locali.

Il primo scenario, poco significativo, è quello dell'impiego dei soli liquami.

La potenzialità è ridotta rispetto agli altri scenari a causa del basso numero di aziende che producono questo tipo di refluo.

Una seconda ipotesi è relativa all'impiego di liquame e colaticcio proveniente da aziende che producono letame. E' una strada percorribile e sicuramente interessante.

La terza ipotesi prevede l'utilizzo del letame in aggiunta a liquame e colaticcio. E' una soluzione potenziale difficilmente praticabile a meno di non impoverire seriamente di sostanza organica il suolo valligiano. La possibilità di ricorrere ad ammendanti organici acquistabili sul mercato è stata scartata. Una soluzione alternativa è invece quella prospettata nel 4° scenario dove, accanto a liquame e colaticcio si è ipotizzato l'impiego di una frazione del letame prodotto; tale frazione, pari al 50% del letame totale, consentirebbe di mantenere un certo livello di apporto di sostanza organica nel suolo pur utilizzando l'elevato potenziale⁵² gasogeno del letame per fini energetici.

Un'altra fase dell'analisi svolta dal CTI è quella relativa alla valutazione della potenzialità gasogena di altre biomasse residuali disponibili in provincia di Sondrio.

In quest'ambito l'analisi svolta dalla Fondazione Fojanini ha permesso di individuare le seguenti fonti di biomassa alternativa:

- Siero di latte
- Verde urbano
- FORSU da raccolta differenziata
- Vinacce
- Raspi

Come si vede dalla Tabella 23, i quantitativi in gioco sono minimi e sufficienti per alimentare un impianto da circa 250 kW.

Sicuramente la presenza di frazione organica del rifiuto solido urbano (FORSU) rende ipotizzabile, per un futuro anche lontano, il ricorso a questa interessante fonte energetica, ma è necessario sottolineare come la digestione di rifiuti veri e propri sia attualmente vietata dalla legge se avviene in un contesto agricolo a meno di particolari autorizzazioni.

Tabella 23 – Biomasse residuali. Potenzialità gasogena e potenza ricavabile. Fonte Fondazione Fojanini

Parametro	Siero di latte	Verde urbano	FORSU	Vinacce	Raspi
Disponibilità t/anno	30.000	3.242	674	572	198
Resa Gasogena m ³ biogas/t tq	15	110	300	150	70
Potenziale biogas ottenibile (m ³ /anno)	450.000	356.620	202.200	85.800	13.860
Potere combustibile biogas (kWh/m ³)	5,1				
Energia contenuta nel biogas (kWh/anno)	2.295.000	1.818.762	1.031.220	437.580	70.686
Rendimento impianto	0,32				
Energia producibile annualmente (kWh/anno)	734.400	582.004	329.990	140.026	22.620
Ore di funzionamento annuo	7500				
Potenza installabile kW	98	78	44	19	3

⁵² Rispetto al liquame il letame ha un potere gasogeno doppio. Tale potenziale è comunque molto basso rispetto ad altre biomasse.

Un ultimo aspetto relativo alle potenze disponibili per gli impianti della provincia di Sondrio riguarda la possibilità di recuperare *in toto* o in parte l'energia termica, altrimenti dissipata in atmosfera.

La maggior parte degli impianti attuali, infatti, non prevede il recupero di calore; la possibilità di sfruttare questa importante fonte termica è invece uno degli aspetti più interessanti degli impianti di digestione anaerobica che consente di integrare la già buona redditività.

In linea di massima è possibile stimare il recupero termico attuabile in a circa 1-1,2 volte la potenza elettrica disponibile. Per ogni kWh elettrico prodotto si può quindi ipotizzare di ottenere 1-1,2 kWh termici. L'importanza di questa voce è evidente quando si considera:

- il volume di edilizia civile potenzialmente riscaldabile con l'energia termica recuperata; gli attuali consumi termici di un edificio di civile abitazione non particolarmente coibentato (situazione molto comune in Italia) si aggirano attorno ai 150 kWh/m². Un impianto da 100 kW che lavora 7500 ore all'anno produce 750.000 kWh termici utili per scaldare circa 5000 m² di civile abitazione corrispondenti a 50-60 appartamenti di medie dimensioni.
- il valore di mercato dell'energia termica da cogenerazione o da recupero; indicativamente si possono calcolare circa 6,5 c€/kWh termico. Un impianto da 100 kW che lavora 7500 ore all'anno produce circa 750.000 kWh elettrici e altrettanti possono essere recuperati sul lato termico.

Questo si traduce in circa 48.000 €/anno di reddito altrimenti "dissipato".

Modalità di dimensionamento degli impianti

Nel contesto in cui si è operato si è ritenuto più utile fornire tutti i dati necessari e le basi per un dimensionamento corretto piuttosto che analizzare ogni singola realtà correndo il rischio compiere errori di valutazione causati dalla mancanza di dati reali di impianto che solo in fase di progettazione possono essere disponibili.

Vengono comunque forniti indici specifici utili per facilitare valutazioni di massima.

Una prima analisi riguarda la quantità di materia prima disponibile per ogni impianto consortile.

In Tabella 24 sono indicati i quantitativi annui di reflui per i differenti scenari.

Tabella 24 – Quantitativi annui di reflui per i differenti scenari. Elaborazione CTI

Area	Unità di misura	Scenari			
		A	A+B	A+B+C	A+B+0,5C
Alta valle	t/anno	3.092	12.347	30.857	21.602
Livigno		3.895	7.393	14.388	10.890
Morbegno		70.225	90.792	131.924	111.358
Sondrio		37.492	54.304	87.928	71.116
Tirano		21.479	33.159	56.519	44.839
Chiavenna		44.182	55.426	77.915	66.670
Valmalenco		-	2.418	7.255	4.836
Totale			180.365	255.839	406.786
Liquame A - Colaticcio B - Letame C					

Sulla base del tempo medio di ritenzione del refluo nel digestore, periodo variabile dai 14-16 gg (termofilia) ai 25-30 gg (mesofilia) o anche meno⁵³, è possibile stimare la dimensione media dei vasconi di fermentazione e di stoccaggio finale del digestato considerando che indicativamente il digestato ha una densità assimilabile a quella dell'acqua quindi pari a circa 1000 kg/m³.

Partendo da questo presupposto è possibile definire, a grandi linee, il volume del digestore. Per un impianto di taglia paragonabile a quelli individuati nel presente documento (< 500 kW) si può ritenere indicativo un volume del digestore pari a 9 m³/kWel. Sulla base di questa considerazione, basata su ricerche bibliografiche, si possono ricavare i valori indicativi riportati in Tabella 25.

⁵³ Un fattore che influenza questo tempo è la temperatura di fermentazione. Gli impianti possono infatti essere di tipo mesofilo (35° C) o termofilo (55° C)

Tabella 25 – Dimensionamento di massima dei digestori – Valori indicativi stimati

SCENARI IPOTIZZATI	A		A+B		A+B+C		A+B+0,5C	
	kWel	m ³	kWel	m ³	kWel	m ³	kWel	m ³
Intera Provincia	1.256		1.420		3.719		2.570	
Alta Valle	22	198	42	378	324	2916	183	1647
Livigno	27	243	35	315	141	1269	88	792
Sondrio	261	2349	298	2682	810	7290	554	4986
Tirano	150	1350	175	1575	531	4779	353	3177
Morbegno	489	4401	534	4806	1.160	10440	847	7623
Chiavenna	308	2772	332	2988	675	6075	503	4527
Valmalenco	-		5	45	79	711	42	378
Liquame A - Colaticcio B - Letame C								

Per quanto riguarda il dimensionamento dei motori per la combustione di biogas si è già detto in precedenza. In questa sede è opportuno sottolineare come nel presente documento si sia lavorato cercando di mantenere stime prudenziali sulle potenzialità installabili, per evitare di creare situazioni di eccessiva euforia che all'atto pratico potrebbero portare ad insuccessi "imprenditoriali". Su questa base sono stati definiti i parametri già riportati in Tabella 25.

Uno degli ultimi aspetti relativi al dimensionamento è la voce riguardante i costi.

Indicativamente si ritiene utile considerare il costo specifico per kWel installato. Purtroppo la carenza di informazioni obbliga a stime non verificabili. E' comunque possibile indicare il costo medio di circa 3500 €/kWel installato come quello che più si avvicina alla realtà. La variabilità è comunque notevole in quanto piccoli impianti di taglia inferiore ai 100 kW possono costare anche 5000 €/kW, mentre impianti di taglia superiore, attorno ad 1 MW costano anche meno di 3500 €/kW. In ogni caso, ai fini del presente lavoro, si è ipotizzato di considerare un costo di 3500 €/kW per impianti da 100 kW e un costo di 3000 €/kW per impianti da 800 kW.

I costi annui di manutenzione del generatore si possono stimare attorno a 15-20 €/MWh prodotto. Ai fini del presente lavoro si considera un costo di 15 €/MWh ipotizzando un miglioramento continuo della affidabilità degli impianti.

I costi annui di assicurazione si stimano attorno a 0,3% dell'investimento complessivo.

I costi annui di manodopera si stimano attorno al 2% dell'investimento complessivo, considerando un costo orario dell'operaio specializzato di circa 16 €/h. L'impegno richiesto è variabile da 2 h/d a circa 6-8 h/d in funzione delle operazioni previste. Impianti che utilizzano biomassa in aggiunta ai liquami richiedono mediamente una manodopera maggiore rispetto ad impianti alimentati con soli reflui e quindi più automatizzabili. Ulteriore costo a carico dell'impianto è quello riferito al trasporto dei liquami dall'azienda all'impianto e il costo del trasporto del digestato dall'impianto all'azienda: operazione che deve essere remunerata e considerata come voce negativa nel business plan. Sarebbe peraltro logico tener conto di questo costo vivo direttamente sostenuto dall'agricoltore.

L'ultima voce di costo che rimane da stimare è quella relativa al reimpiego di energia elettrica per il funzionamento dell'intero impianto. Ai fini del presente lavoro il rendimento medio (32%) utilizzato per la stima della potenza installabile è da considerarsi al netto dei reimpieghi. Questi sono comunque valutabili in circa un 10-15% dell'energia prodotta annualmente.

Definizione di impianti tipo

Alla luce di quanto definito nei capitoli precedenti si vuole, in questa sede, individuare le caratteristiche tecnico-economiche di alcuni impianti tipo tra quelli installabili in provincia di Sondrio secondo le elaborazioni eseguite. Riprendendo in Tabella 26 la stima della potenzialità degli impianti in provincia di Sondrio è possibile selezionare alcune taglie di potenza e verificarne la sostenibilità.

Lo scenario più plausibile è quello che prevede l'impiego di liquami, colaticcio e il 50% del letame disponibile. Analizzando le potenze installabili in questo conteso si è ritenuto interessante analizzare in dettaglio gli aspetti tecnico-economici degli impianti localizzabili in:

- Valmalenco 42 kWel
- Alta Valle 183 kWel
- Chiavenna 503 kWel
- Morbegno 847 kWel

Tabella 26 – Potenzialità impianti di biogas secondo gli scenari ipotizzati

SCENARI IPOTIZZATI	A	A+B	A+B+C	A+B+0,5C
kW el. Installati				
Intera Provincia	1.256	1.420	3.719	2.570
Alta Valle	22	42	324	183
Livigno	27	35	141	88
Sondrio	261	298	810	554
Tirano	150	175	531	353
Morbegno	489	534	1.160	847
Chiavenna	308	332	675	503
Valmalenco	-	5	79	42
Liquame A - Colaticcio B - Letame C				

I dati necessari per l'elaborazione sono elencati in Tabella 27. Poiché si tratta di valutazioni generali i valori considerati per alcuni parametri potrebbero essere differenti da quelli reali. E' quindi importante considerare i risultati per il loro ordine di grandezza e non per il dato specifico.

Tabella 27 – Parametri tecnico economici per il calcolo della redditività media degli impianti

Parametro	Valore	Unità di misura
Numero ore di funzionamento	7500	h/anno
Rendimento complessivo	32	%
Costo impianto	3500	€/kW _{el}
Costo manodopera	2	%
Costo assicurazione	0,3	%
Costo manutenzione	15	€/MWh
Costo trasporto letame	1,5	€/t
Prezzo vendita energia elettrica	0,07 (valore medio 2006)	€/kWh
Prezzo minimo garantito Delibera AEEG 34/05	0,095 sino a 500 MWh/anno 0,080 da 500 a 1.000 MWh/anno 0,070 da 1.000 a 2.000 MWh/anno	€/kWh
Certificato Verde	0,105	€/kWh
Energia termica	0,06 – Vendita diretta	€/kWh
Autoconsumo EE	10	%

I risultati dell'elaborazione per i 4 impianti tipo sono riportati in Tabella 28.

Le considerazioni che si possono trarre sono le seguenti:

- La redditività degli impianti è buona anche se non eccezionale. Sicuramente il ricorso a biomasse esterne con maggiore resa in biogas contribuirebbe ad aumentare tale indice. Nelle simulazioni effettuate, che tengono conto di un diverso costo di impianto in funzione della taglia, si osserva una riduzione del rapporto tra Utile di gestione e investimento per impianti di media taglia. Le assunzioni di partenza però obbligano a prendere il dato con le dovute cautele.
- Il vantaggio offerto dalla possibilità di gestire i reflui in modo efficiente e controllato è un parametro che, seppure non quantificabile, dovrebbe essere tenuto in considerazione. La presenza dell'impianto consente infatti il trattamento dei reflui ai fini dell'abbattimento del carico di azoto. Tale processo, che nel prossimo futuro sarà prevedibilmente da considerarsi obbligatorio, sarebbe interamente a carico dell'azienda come extra costo anche in caso di assenza di trattamenti anaerobici.
- Nel calcolo non sono stati considerati eventuali incentivi alla realizzazione dell'impianto. Questi contribuirebbero all'abbattimento dei costi di investimento.

• Il recupero di energia termica è un aspetto molto interessante che non deve essere assolutamente trascurato e per questo motivo è fondamentale un'attenta analisi della localizzazione dell'impianto dando la priorità a quelle soluzioni che consentono di fornire energia termica ad utenze specifiche. Laddove sia già presente una rete di teleriscaldamento il ricavo della vendita di calore deve essere ridotto di circa la metà, ma rimane comunque un aspetto di estrema importanza.

In conclusione è possibile affermare che, considerate le premesse secondo le quali l'impostazione dell'intero lavoro è basato su criteri di prudenza, gli impianti ipotizzati possono essere sicuramente oggetto di analisi di dettaglio più approfondite per verificarne l'effettiva realizzabilità nel contesto specifico indicato.

Tabella 28 – Analisi economica di 4 impianti tipo

Voce	Unità	Impianto			
		A	B	C	D
Impianto					
Potenza installata		42	183	503	847
Energia El. Prodotta	kWh/anno	315.000	1.372.500	3.772.500	6.352.500
Energia El. Prodotta al netto dei reimpieghi (10%)	kWh/anno	283.500	1.235.250	3.395.250	5.717.250
Vendita EE agevolata Del. AEEG 34/05 0,095 /kwh < 500.000 kWh	€/anno	26.933	47.500	47.500	47.500
Vendita EE agevolata Del. AEEG 34/05 0,08 /kwh >500.000 kWh < 1.000.000 kWh	€/anno		40.000	40.000	40.000
Vendita EE mercato 0,07 /kWh – Dato medio 2006	€/anno		16.468	167.668	330.208
Ricavo EE vendita	€/anno	26.933	103.968	255.168	417.708
Ricavo Vendita CV 0,105 /kWh – Dato 2006	€/anno	29.768	129.701	356.501	600.311
Vendita ET 0,06 /kWh venduto direttamente all'utenza	€/anno	18.900	82.350	226.350	381.150
Ricavo senza ET	€/anno	56.700	233.669	611.669	1.018.019
Ricavo Totale con ET	€/anno	75.600	316.019	838.019	1.399.169
Investimento 100kW=3500 /kW – 800 kW=3000 /kW	€	148.722	629.520	1.615.636	2.512.202
Reintegro capitale 12 anni – i: 5%	€/anno	16.780	71.026	182.285	283.440
Costo trasporto reflui 1,5 /t – Raggio medio di 5 km	€/anno	14.508	64.806	200.010	334.074
Costo Manutenzione 15 /MWh	€/anno	4.725	20.588	56.588	95.288
Costo Manodopera 2% Capitale investito	€/anno	2.974	12.590	32.313	50.244
Costo assicurazione 0,003 % Capitale investito	€/anno	446	1.889	4.847	7.537
Costi totali	€	39.433	170.898	476.042	770.582
Utili di gestione con ET	€/anno	36.167	145.120	361.977	628.586
Utili di gestione senza ET	€/anno	17.267	62.770	135.627	247.436
Rapporto Utili di gestione/Investimento Senza recupero di ET	%	12%	10%	8%	10%
Rapporto Utili di gestione/Investimento Con recupero di ET	%	24%	23%	22%	25%

9) SPERIMENTAZIONE SCIENTIFICA

9.1 SPERIMENTAZIONE AGRONOMICA RELATIVA A COLTURE ERBACEE AD ELEVATA PRODUTTIVITA' ED IDONEITA' ALL'UTILIZZAZIONE PER LA PRODUZIONE DI BIOGAS DA BIOMASSE

9.1.1 Introduzione

Il mais (*Zea mays*) rappresenta, insieme ad altre specie quali il sorgo e alcune protoleaginose, una coltura interessante per l'ottenimento di biomassa a destinazione energetica. Tuttavia, non esistono ad oggi degli ibridi selezionati specificatamente per la produzione di biogas né una tipologia di pianta da preferire univocamente per tale scopo.

La capacità di produrre notevoli quantitativi di sostanza secca per unità di superficie a costi contenuti sta suscitando l'interesse fra gli agricoltori, i quali potrebbero orientarsi verso un uso differente della coltura maidicola, ove questa scelta si riveli conveniente. Un aspetto interessante è rappresentato dalla possibilità di destinare alla coltivazione di biomasse a fini energetici le superfici ritirate dalla produzione alimentare. In questo ambito si inserisce la disposizione comunitaria che, nell'ambito della P.A.C., prevede un incentivo di 45 euro/ha per le superfici impiegate a colture con destinazione energetica.

Il crescente interesse alla tematica trova motivazione nelle esperienze positive collezionate già da svariati anni in altri Paesi europei, come la Germania e l'Austria. Nella realtà rurale della provincia di Sondrio la

Figura 15 – Campo di mais



pratica di impiantare colture energetiche non è al momento presente ed è generalmente poco conosciuta. Le motivazioni possono essere ricercate nel fatto che la realtà valtellinese non offre grandi prospettive in questo senso. Ad oggi infatti la produzione foraggera del territorio risulta fortemente deficitaria e si rende necessario ricorrere ad approvvigionamenti provenienti da fuori provincia, che costituiscono all'incirca il 50-60% del fabbisogno totale richiesto dal comparto zootecnico. La disponibilità di trovare aree coltivabili da destinare o riconvertire alla produzione di mais per fini energetici è quindi assai ridotta.

L'ipotesi valutata, al di là delle suddette limitazioni, è quella di poter impiegare il mais sotto forma di trinciato integrale come coadiuvante dei reflui zootecnici nei processi di digestione anaerobica, e non come unica matrice da avviare alla fermentazione. Per ottimizzare le rese e le caratteristiche del digestato ottenuto è infatti necessario aggiungere una quantità di biomassa diversa dai reflui zootecnici in entrata.

La sperimentazione effettuata ha avuto come scopo l'individuazione di alcune delle caratteristiche compositive di un gruppo di campioni di mais, raccolti in due differenti stadi di maturazione (lattica e cerosa); la seconda fase ha permesso di valutare i limiti pratici e le potenzialità di una serie di ibridi fatti crescere sul territorio, ricavando indicazioni sulla scelta delle varietà maggiormente adatte alle nuove destinazioni ipotizzate.

9.1.2 Caratteristiche compositive di campioni a diverso stadio di maturazione

Ai fini di un corretto funzionamento di un impianto di codigestione anaerobica, in cui cioè vengono trattati residui di natura differente, il mais risulta essere una biomassa interessante da miscelare ai reflui di origine zootecnica per aumentare le rese in biogas.

E' stata pertanto effettuata una analisi qualitativa (umidità, rapporto C/N, contenuto in macroelementi calcio, magnesio e potassio, e proteine) su coltivazioni maidicole distribuite sul territorio, attraverso due campionamenti effettuati nel periodo estivo dell'anno 2005 in differenti stadi di maturazione: latte e cerosa. I campi sono stati scelti in base alla loro collocazione per avere una panoramica dell'intero territorio provinciale, compresa tra la Valchiavenna e la zona di Tirano (vedi Allegato 2).

Risultati

I campioni, rappresentati da trinciato integrale essiccato a 65°C fino a peso costante ulteriormente macinato a 1 mm, non hanno mostrato caratteristiche discostanti da quanto riportato in letteratura per quanto riguarda tutti i parametri considerati (Tabella 29); in particolare è possibile osservare nei campioni raccolti a maturazione cerosa un rapporto C/N mediamente superiore rispetto a quelli in maturazione latte, sintomo di lignificazione più marcata del materiale organico.

In generale le caratteristiche attese nel materiale si rivelano più adatte alla produzione di biogas quando s'impiega il mais a maturazione cerosa, soprattutto se si considera il contenuto in sostanza secca delle piante in relazione alle scarse esigenze idriche e alla lunghezza non eccessiva del ciclo produttivo.

Tabella 29 – Caratteristiche compositive di campioni di mais a diverso stadio di maturazione

Campo	Maturazione latte						Maturazione cerosa					
	%ss	protidi grezzi %ss	C/N	Ca g/kg	K g/kg	Mg g/kg	%ss	protidi grezzi %ss	C/N	Ca g/kg	K g/kg	Mg g/kg
1	25,2	6,6	43,9	0,15	1,78	0,32	27,7	6,1	43,3	0,07	1,48	0,22
2	21,7	6,0	44,5	0,10	1,61	0,34	22,7	4,4	69,8	0,14	1,77	0,31
3 p.to 1	25,0	9,3	30,3	0,15	2,29	0,31	25,3	6,6	46,8	0,25	2,67	0,34
3 p.to 2	26,3	8,3	37,2	0,17	2,41	0,34	32,9	6,4	45,9	0,12	1,61	0,29
4	23,0	7,0	44,5	0,16	1,62	0,24	30,6	6,9	47,0	0,16	1,55	0,22
5	23,3	8,2	37,4	0,10	2,72	0,24	23,4	6,9	45,8	0,10	1,22	0,17
6	23,7	7,0	43,9	0,09	2,01	0,19	28,4	5,1	62,2	0,11	1,97	0,25
7	22,0	7,0	44,2	0,22	0,98	0,36	38,3	6,0	44,4	0,20	0,46	0,35
8	21,2	10,7	26,8	0,09	4,63	0,27	26,4	7,9	38,1	0,13	1,56	0,23
9	26,2	6,3	51,0	0,15	0,66	0,38	35,9	7,2	43,9	0,15	1,07	0,29
10	26,3	6,5	48,6	0,09	2,09	0,19	nd	-	-	-	-	-
11	21,5	5,4	55,8	0,10	1,83	0,21	28,3	4,8	63,6	0,11	1,52	0,21
12	25,8	6,5	47,3	0,13	1,07	0,22	35,2	11,1	28,2	0,07	0,91	0,23
13	30,2	6,2	52,3	0,13	1,06	0,33	nd	-	-	-	-	-
14	21,2	6,4	43,0	0,13	2,97	0,26	26,4	4,6	66,5	0,12	1,71	0,26
15	26,8	5,4	54,9	0,10	0,90	0,28	40,0	8,7	35,5	0,16	0,82	0,21
16	17,5	7,2	40,0	0,14	3,28	0,42	20,1	6,8	41,9	0,08	2,30	0,27
17	24,1	4,8	69,9	0,12	1,35	0,36	24,3	6,3	50,9	0,14	1,56	0,34
18	26,8	5,4	55,3	0,15	0,58	0,45	39,9	6,5	47,7	0,18	0,67	0,41
19	20,3	6,7	45,6	0,11	2,99	0,23	23,8	7,5	40,9	0,09	2,50	0,23
20	21,5	5,8	47,1	0,12	2,07	0,19	28,9	6,1	52,4	0,13	1,74	0,21
media	23,8	6,8	45,9	0,1	1,9	0,3	29,4	6,6	48,2	0,1	1,5	0,3
std dev	2,9	1,4	9,6	0,0	1,0	0,1	6,0	1,6	11,0	0,0	0,6	0,1

9.1.3 Allestimento di un campo sperimentale per il confronto tra ibridi di mais da destinare alla produzione di biogas

Allestimento della prova

E' stata ricavata una serie di parcelle su una superficie indicativa di 6000 m², con l'intento di verificare la possibilità di produrre in loco biomassa vegetale idonea alla produzione di biogas, impiegando ibridi precoci non abitualmente diffusi sul territorio.

Le prove sperimentali sono state effettuate in una zona della media valle nel comune di Caiolo, su terreno di origine alluvionale dotato di buona fertilità, ricco di sostanza organica, sabbioso e con reazione alcalina, coltivato a prato stabile, le cui caratteristiche sono riportate in Tabella 30.

Tabella 30 – Caratteristiche del terreno

Caratteristiche del terreno		
Tessitura		Sabbioso
Reazione		Alcalino
pH in H ₂ O	8.2	
pH in KCl	7.7	
Sostanza organica		Ricco
Sostanza organica (g/kg)	23.9	
C organico (g/kg)	13.9	
Azoto totale Kjeldahl (g/kg)	0.8	
C/N	17.7	
Nutrienti minerali		
Complesso di scambio		
CSC (meq/100g)	13.9	Media
Potassio scambiabile (ppm K)	61	Basso
Calcio scambiabile (ppm Ca)	1659	Alto
Magnesio scambiabile (ppm Mg)	249	Alto
K/Mg	0.08	
Ca/Mg	4.05	
Fosforo assimilabile (ppm P)	40	Alto

Gli agricoltori valtellinesi utilizzano più frequentemente ibridi appartenenti alle classi FAO 500 e 600. La sperimentazione si è posta l'obiettivo di individuare gli ibridi più adatti all'area di coltivazione e la possibilità di ricorrere anche ad ibridi di classe 400 e 300, da raccogliere anticipatamente rispetto a quelli comunemente coltivati.

A tale fine è stata effettuata una prova di confronto varietale impiegando 9 ibridi appartenenti alle classi di precocità FAO 300, 400 e 500, riportati in seguito:

Ibrido

Ditta produttrice

Figura 16 – Semina del campo sperimentale

Classe 300

- | | |
|-------------|----------|
| 1. PR 38H67 | Pioneer |
| 2. DKC 4604 | Monsanto |
| 3. NK PAKO | Syngenta |

Classe 400

- | | |
|-------------|----------|
| 4. DKC 5461 | Monsanto |
| 5. PR 35Y65 | Pioneer |
| 6. PR 35P12 | Pioneer |

Classe 500

- | | |
|--------------|----------|
| 7. DKC 6040 | Monsanto |
| 8. PR 34A15 | Pioneer |
| 9. NK AGRANO | Syngenta |



La preparazione del terreno ha previsto una aratura con successiva fresatura, ed una concimazione in pre-semina impiegando:

- perfosfato triplo 250 kg/ha
- solfato di potassio 400 kg/ha
- urea 160 kg/ha

E' stata inoltre effettuata una ulteriore concimazione in copertura, a 30 giorni dopo l'emergenza delle piante:

- urea 400 kg/ha

Sono stati operati interventi diserbanti con Tetrabutylazina + Lasso + Duval; è stata impiegata semente trattata con Gaucho.

Il campo sperimentale è stato organizzato secondo uno schema a blocchi randomizzati, creando una serie di 36 parcelle dalla superficie di 21 m² ciascuna (3x7m), per un totale di circa 1200 m².

La semina di tutti gli ibridi è stata effettuata manualmente a fila continua (Figura 16), nei giorni 9 e 10 maggio 2006, mantenendo una distanza tra le file di 0.75 m; il dirado è stato effettuato in data 23 giugno, raggiungendo la densità di semina desiderata:

Tabella 31 – Densità di semina delle piante

Classe	Densità (piante/m ²)
300	9
400	8
500	7

Nonostante il caldo e le scarse precipitazioni del mese di luglio, la coltivazione non ha subito alcun danno perciò si è potuto procedere alla raccolta dei campioni di mais rispettando la maturazione delle diverse classi.

Tabella 32 – Calendario delle attività in campo

Calendario attività	
semina	9 -10/05/06
dirado	23/06/2006
raccolta classe 300	31/08/2006
raccolta classe 400	05/09/2006
raccolta classe 500	20/09/2006

Il campo sperimentale non è stato soggetto ad interventi di irrigazione; nei grafici 17 e 18 sono riportati gli andamenti termici e pluviometrici relativi al periodo in cui è stata effettuata la prova.

La permanenza delle colture in campo per tempi diversi ha comportato per le tre classi di precocità differenti valori di somme termiche:

Tabella 33 – Somma termica per le diverse classi di precocità

Classe	Σ termica (°C)
300	1119.9
400	1165.0
500	1291.8

Figura 17 – Andamento delle temperature 2006

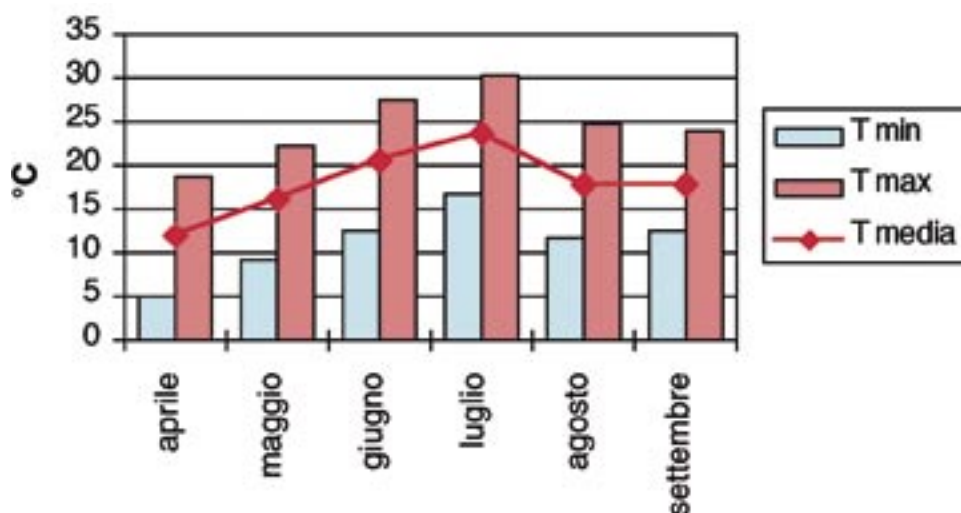
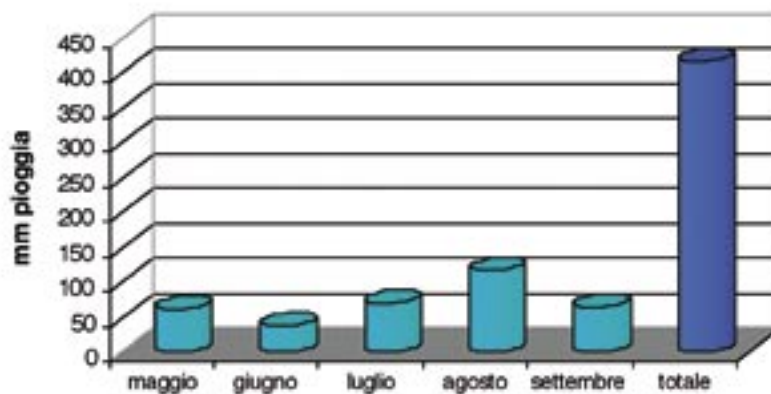


Figura 18 – Andamento delle precipitazioni 2006



Risultati

Nella scelta di un ibrido da destinare alla produzione di biogas bisogna innanzi tutto considerare la produzione di sostanza secca.

Un altro importante aspetto da analizzare è il rapporto C/N, il quale fornisce un'indicazione della tendenza alla lignificazione delle componenti vegetali. Affinché la digestione anaerobica possa avvenire in modo corretto, è necessario che all'interno del digestore siano presenti tutti i nutrienti necessari allo sviluppo batterico, e che essi siano in proporzioni equilibrate. L'azoto è indispensabile per la produzione delle proteine, se esso è presente in quantità insufficienti i microrganismi utilizzeranno una minore quantità di carbonio, con conseguenti rese in metano inferiori. L'attività decompositiva dei microrganismi viene esaltata dalla concentrazione di azoto e pertanto tenderanno maggiormente alla digestione quei materiali organici con rapporto C/N non troppo elevato (20-30). Un elevato rapporto C/N (>35) è sintomo di un importante contenuto in fibra lignificata e quindi un materiale organico con simili caratteristiche di per sé presenta tempi di digestione dilatati.

Conoscere il valore del rapporto C/N può rivelarsi maggiormente utile nell'ottica di miscelare mais e reflui in entrata al digestore. Infine è stata valutata la percentuale di sostanza secca della pannocchia, per avere una stima della quantità di zuccheri ed amido disponibili.

Le analisi sono state effettuate su campioni rappresentati da trinciato integrale essiccato a 65°C fino a peso costante, ulteriormente macinato a 1 mm.

Confronto fra classi di precocità

La produzione verde media per ettaro non ha dato origine a differenze significative ($p=0.05$) tra le tre classi di precocità; gli ibridi della classe 400 hanno riportato la produzione in assoluto più elevata: leggermente superiore rispetto alla classe 500 (meno di 1,5 t/ha), e rispetto alla classe 300 (5,7 t/ha).

Gli ibridi appartenenti alla classe 500 sono risultati caratterizzati da un contenuto percentuale di sostanza secca pari al 34,76%, valore significativamente differente ($p=0.05\%$) e più elevato rispetto a quelli ottenuti per le altre due classi (rispettivamente pari a 30,05% per la 400 e di 29,75% per la 300).

Differenze significative ($p=0.01$) si sono osservate anche nella produzione di sostanza secca per ettaro, per cui la classe 500 è risultata avere una produzione mediamente superiore alle altre. E' possibile comunque osservare che la produzione media di sostanza secca della classe 400 è risultata inferiore di sole 3,7 t/ha, a fronte di una permanenza in campo di 15 giorni più breve.

Anche per quanto riguarda il contenuto medio di protidi grezzi, gli ibridi appartenenti alla classe 500 hanno presentato un contenuto superiore agli altri.

Per contro, il contenuto medio in carbonio è risultato significativamente inferiore ($p=0.05$); anche il rapporto C/N osservato è stato inferiore, sintomo di una minor lignificazione del materiale cellulosico.

Infine è stata considerata la percentuale di sostanza secca delle pannocchie; tali valori si sono dimostrati significativamente differenti per tutte e tre le classi considerate ($p=0.001$).

Confronto fra ibridi all'interno delle classi

Tra i tre ibridi appartenenti alla classe di precocità 300 non è stata osservata alcuna differenza statisticamente significativa ($p=0.05$), per nessuno dei parametri considerati.

Tuttavia è stato riscontrato per l'ibrido PR 38H67 un rapporto medio C/N ed un contenuto medio in sostanza secca superiori, mentre il contenuto medio in protidi grezzi è risultato inferiore.

Sia la produzione verde che quella secca dell'ibrido DC 4604 sono risultate inferiori a quelle dell'ibrido PR 38H67 rispettivamente di circa 9 t/ha e di circa 4 t/ha, mentre rispetto all'ibrido NK Pako rispettivamente di 13 t/ha circa e di 4 t/ha.

Tra gli ibridi appartenenti alla classe di precocità 400 si sono osservate ($p=0.05$) per quanto riguarda la produzione verde, con differenze anche superiori a 17 t/ha, e relative alla produzione secca, per cui gli ibridi PR 35Y65 e 35P12 sono risultati più produttivi (almeno 5 t/ha in più) dell'ibrido DKC5461.

All'interno della classe 500 la sola differenza statisticamente significativa osservata ($p=0.001$) tra tutti e tre gli ibridi coltivati ha riguardato la percentuale di sostanza secca delle pannocchie, che è risultata superiore nell'ibrido PR 34A15 e inferiore in NK Agrano.

Conclusioni

Nell'area presa in esame, per soddisfare la necessità di ottenere buone rese è in sostanza confermato che la scelta debba ricadere sugli ibridi di classe 500, all'interno dei quali PR 34A15 e NK Agrano sono stati caratterizzati da produzioni di sostanza secca simili ed elevate. Gli ibridi più precoci hanno prodotto in media 3,5 e 5,5 t/ha in meno, senza comportare però risparmi d'acqua, infatti il campo non è stato sottoposto a trattamenti di irrigazione. Il risparmio può essere però valutato in termini di tempo, in quanto gli ibridi della classe 300 sono stati raccolti 20 giorni prima, e quelli della classe 400 15 giorni prima degli ibridi di classe 500.

Al termine di un solo anno di prova è difficile dare indicazioni certe sulle colture da prediligere, per questo motivo sarebbe opportuno approfondire le analisi su lassi di tempo più elevati e considerando zone diverse del comprensorio della provincia di Sondrio, per fornire agli operatori utili informazioni.

Tabella 34 – Confronto fra ibridi di mais

		protidi grezzi (%ss)	C (%ss)	C/N	produzione verde (t/ha)	%ss	produzione secca (t/ha)	%ss pannocchie
classe 300		7,77	49,71 a	40,43	84,18	29,75 b	24,99 b	61,28 a
ibrido	PR 38H67	7,34	50,65	43,88	86,00	30,48	26,20	62,39
	DC 4604	8,03	49,63	38,76	76,72	29,67	22,67	57,96
	NK PAKO	7,95	48,86	38,66	89,81	29,10	26,09	63,49
classe 400		7,79	48,64 a	39,32	89,91	30,05 b	27,03 b	48,41 c
ibrido	DKC 5461	7,85	47,87	38,69	80,04 q	29,23	23,34 q	47,19
	PR 35Y65	7,83	49,33	39,43	92,31 pq	30,77	28,43 p	49,57
	PR 35P12	7,70	48,72	39,84	97,39 p	30,17	29,31 p	48,46
classe 500		8,73	44,88 b	32,99	88,45	34,76 a	30,73 a	56,21 b
ibrido	DKC 6040	8,70	46,59	34,52	87,78	33,39	29,25	55,97 y
	PR 34A15	8,69	42,12	30,57	86,92	36,21	31,46	59,27 x
	NK AGRANO	8,82	45,92	33,90	90,66	34,69	31,48	53,41 z
Significatività								
classi		n.s.	0,05	n.s.	n.s.	0,05	0,01	0,001
ibridi classe 300		n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.
ibridi classe 400		n.s.	n.s.	n.s.	0,05	n.s.	0,05	n.s.
ibridi classe 500		n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	0,001

Medie contraddistinte da lettere uguali sono statisticamente non diverse al test di Duncan per $p=0.05$

9.2 ANALISI QUALITATIVA DEI CAMPIONI DI RIFIUTO ORGANICO

9.2.1 Descrizione dei campioni

La sperimentazione realizzata ha riguardato una serie di campioni provenienti dalla raccolta differenziata del materiale organico effettuata a livello domestico.

Sui campioni sono state eseguite analisi di tipo qualitativo, volte alla valutazione del materiale da destinare alla trasformazione attraverso il processo di digestione anaerobica per la generazione di biogas.

La composizione del set di campioni è riportata in Tabella 35.

Tabella 35 – Composizione dei campioni di rifiuto organico

Campione	Componente organica %	Composizione
1	100%	Frutta (banane, pere, mele, kiwi)
2	100%	Verdura (cavolfiori, patate, verza, insalata, carote, fagiolini, rapa rossa)
3	100%	Pasta, riso al pomodoro
4	100%	Pane, biscotti, formaggi vari, salatini, tortine, würstel, mortadella
5	100%	Carne, pesce (macinata, tonno, merluzzo, bastoncini)
6	100%	Fondo caffè + gusci d'uovo
7	0%	Plastica
8	50%	60 % carne-pesce+10% cibi crudi+10 % frutta-verdura+10% cibi cotti+10% fondi di caffè - bustine di tè
9	70%	60% cibi crudi+10 % carne-pesce+10 % frutta-verdura+10% cibi cotti+10% fondi di caffè - bustine di tè
10	70%	40% cibi crudi+30 % carne-pesce+10 % frutta-verdura+10% cibi cotti+10% fondi di caffè - bustine di tè
11	80%	60 % frutta-verdura+10% cibi cotti+10 % carne-pesce+10% cibi crudi+10% fondi di caffè - bustine di tè
12	80%	40 % frutta-verdura+30% cibi cotti+10 % carne-pesce+10% cibi crudi+10% fondi di caffè - bustine di tè
13	90%	60% cibi cotti+10 % frutta-verdura+10% carne-pesce+10% cibi crudi+10% fondi di caffè - bustine di tè
14	90%	40% cibi cotti+30 % frutta-verdura+10 % carne-pesce+10% cibi crudi+10% fondi di caffè - bustine di tè
15	100%	40 % carne-pesce+30% cibi crudi+10 % frutta-verdura+10% cibi cotti+10% fondi di caffè - bustine di tè
16	100%	39% verdura+32% frutta+23% carboidrati+5% frazione proteica

I campioni analizzati pesano ciascuno 1,2 Kg.

Il set comprende campioni contenenti una percentuale variabile di materiale inorganico (plastica, tappi, alluminio, ecc.) che li rende potenzialmente inadatti al conferimento presso un digestore anaerobico. Sono stati comunque considerati poiché rispecchiano la composizione merceologica tipica dei campioni reperibili attraverso la normale raccolta differenziata eseguita sul territorio.

9.2.2 Determinazione dei parametri B.O.D.₅, C.O.D. e contenuto di azoto totale

Introduzione

Il B.O.D.₅ (Biochemical Oxygen Demand) esprime la richiesta biologica di ossigeno, ovvero la quantità, espressa in mg/L o in g/kg, di ossigeno consumato durante una serie di processi di ossidazione della sostanza organica in presenza di una specifica popolazione batterica, misurata in 5 giorni.

In altri termini, tale parametro indica il contenuto di sostanza biodegradabile, che risulta proporzionale alla quantità di ossigeno richiesta dai microrganismi per operare la degradazione. Il valore di B.O.D.₅ è determinato come differenza tra il contenuto di O₂ disciolto in un campione, misurato prima e dopo un periodo di incubazione di 5 giorni al buio a 20 °C.

Il C.O.D. (Chemical Oxygen Demand) indica la quantità di ossigeno necessaria per l'ossidazione di sostanze organiche ed inorganiche contenute nel campione, in seguito ad un trattamento con composti fortemente ossidanti. La richiesta chimica di ossigeno consumato per l'ossidazione delle sostanze organiche ed inorganiche in un campione si misura in mg/L o g/kg di O₂.

Risultati

In tabella è osservabile che i valori di B.O.D.₅ variano da un minimo di 0.06 g/kg, misurati nel campione di composto da plastica e pertanto privo di sostanza organica biodegradabile, ad un massimo di 669 g/kg. Il C.O.D. misurato varia in un range tra 296 e 688 g/kg.

Il campione 4 è risultato quello con valori di B.O.D.₅ e C.O.D. in assoluto più elevati, dovuti ad un alto contenuto sia di carboidrati sia di proteine.

Il maggior tenore in azoto è stato riscontrato nel campione 5, costituito per la quasi totalità da carne e pesce, cioè da alimenti ad alto contenuto proteico.

Tabella 36 – caratteristiche qualitative dei campioni di rifiuto organico

Campione	B.O.D.₅ (g/kg O₂)	C.O.D. (g/kg O₂)	Azoto totale (g/kg N)
1	565.00	580.00	2.9
2	543.00	585.00	4.3
3	678.00	711.00	10.6
4	669.00	688.00	11.8
5	483.00	623.00	36.4
6	21.00	462.00	5.8
7	0.06	296.00	0.9
8	381.00	412.00	16.3
9	402.00	542.00	9.2
10	376.00	533.00	12.7
11	414.00	506.00	7.1
12	434.00	557.00	8.2
13	521.00	625.00	10.9
14	499.00	602.00	9.7
15	519.00	631.00	20.1

Conclusioni

La biodegradabilità del materiale organico, espressa come B.O.D.₅, risulta essere elevata per tutti i campioni, se si tiene conto della componente inorganica di una parte di essi, che varia dal 50 all'80%. Come auspicabile, il campione costituito interamente da materiale plastico ha presentato un valore prossimo a zero, ribadendo la necessità di effettuare una raccolta differenziata il più possibile corretta a livello domestico. Il contenuto in azoto assume importanza nell'ottica di un bilanciamento delle sostanze nutrienti necessarie allo sviluppo dei microrganismi che operano la degradazione.

9.2.3 Determinazione del potenziale metanogeno

Introduzione

Sono stati analizzati i campioni N. 1, 2, 3, e 5, caratterizzati da una composizione quasi totalmente omogenea, rispettivamente di frutta, verdura, pasta e riso, carne e pesce; inoltre sono stati analizzati il campione N.4 (matrice mista di alimenti proteici e ricchi in carboidrati) ed il campione N. 16, costituito da una miscela di rifiuti rappresentativa della composizione media di un rifiuto organico domestico.

Risultati

In Tabella 37 e Figura 19 sono riportati i valori di produzione potenziale di biogas e la concentrazione di metano nel biogas durante la prova dei sei campioni indagati. Si rileva che le produzioni maggiori di biogas occorrono nei campioni 3-4-5-6, matrici ricche di carboidrati, proteine e grassi, piuttosto che nelle miscele 1 e 2, ricche di fibre e zuccheri semplici.

La totalità della produzione di biogas è espressa in circa 35-40 giorni, anche se il plateau (variazione della pendenza della curva) (Figura 19) di produzione è raggiunto entro i 10 giorni per il campione 1, costituito da frutta, mentre per tutti gli altri campioni si raggiunge tra il 20° e il 23° giorno dall'inizio della prova. Questi valori possono essere presi come riferimento per la definizione dei tempi di ritenzione necessari per l'esplicazione della potenzialità produttiva di biogas delle matrici. Sulla base di ciò, il tempo di ritenzione di un rifiuto organico dovrebbe essere di circa 20 giorni, e di soli 10 giorni per matrici a base di frutta. Il rifiuto misto, rappresentazione di un rifiuto organico domestico, presentava produzioni elevate e simili alle tipologie di rifiuto quali pasta, riso, pane, carne ecc., che in termini quantitativi (riferiti alla sostanza secca) sicuramente rappresentano circa la totalità del rifiuto.

Conclusioni

Le miscele di rifiuto testate hanno mostrato elevate produzioni specifiche di biogas. Le produzioni più elevate si sono registrate per i campioni più ricchi di grassi e proteine, mentre per i campioni ricchi di fibre e zuccheri (miscele di frutta e di verdura) le produzioni misurate sono state inferiori.

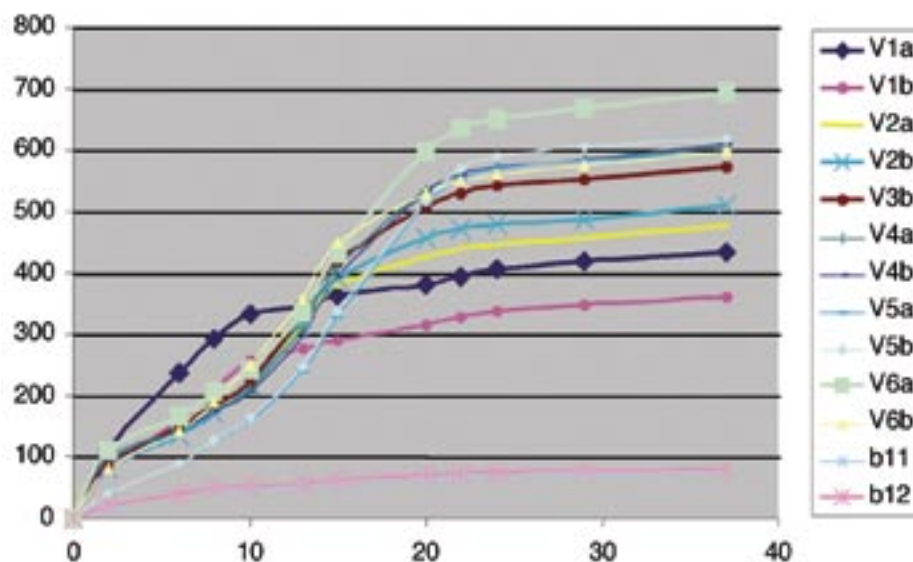
Il tempo di ritenzione per un rifiuto rappresentato da frutta è circa la metà (10 giorni) delle altre tipologie di rifiuto e del rifiuto misto (campione N.16)(20 giorni).

Sulla base del rifiuto rappresentativo, (campione N.16), si stima una produzione di biogas per il rifiuto organico pari a circa 900 m³ biogas t⁻¹ss con tempi di ritenzione stimabili in 20 giorni.

Tabella 37 – Produzione potenziale di biogas e valore medio della concentrazione di metano durante la determinazione in batch

Campione	Tipologia materiale	Produzione Potenziale Biogas a 60 gg (mL*g ⁻¹ ss ⁻¹)	Dev. Standard Produzione Potenziale Biogas	Coefficiente di variazione (%)	CH ₄ (%)
1	Frutta	491.5	78.9	16.1	68
2	Verdura	670.6	35.1	5.2	69
3	Pasta, riso	825.6	43.9	5.3	69
4	Pane, biscotti, formaggi vari, wurstel, mortadella	848.1	5.5	0.6	68
5	Carne pesce	849.3	23.6	2.8	64
16	Rifiuto misto	907.8	103.1	11.4	69

Figura 19 – Andamento della produzione di biogas delle diverse miscele di rifiuto (campioni b = produzioni degli inoculi)



10) RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

1. A.A.V.V., Energia da biomasse vegetali. Il Divulgatore - Agricoltura, Alimentazione, Ambiente N. 1/2- Gennaio/Febbraio 2007, 1-57.
2. BANDIERAMONTE L., NUCARA A., PIETRAFESA M., RIZZO G., 1998. Teoria dei gestori anaerobici per la produzione di biogas. Quaderno di Dipartimento, Università degli Studi di Reggio Calabria - Facoltà di ingegneria - Dipartimento di Informatica Matematica Elettronica e Trasporti. 1-30.
3. BERARDO N., MAZZINELLI G., BERTOLINI M., SARTORI G., MOTTO M., VERDERIO A., 2000. Valutazione quanti-qualitativa di ibridi di mais da trinciato. L'informatore Agrario, 8, 55-60.
4. BONARDI P., LORENZONI C., AMADUCCI S., 2007. Il sorgo può insidiare il mais per la produzione di biogas. L'Informatore Agrario, 13, 37-40.
5. CARBONI G., FOIS M., LENDINI M., VIDRIS A., 2002. Confronto tra ibridi di mais da destinare alla produzione di trinciato integrale. <<http://www.cras.sardegna.it/Ita/indexita.asp>>
6. COMI C., a cura di, Progetto CH – I biogas: Stima della produzione reflui da allevamenti bovini della provincia di Sondrio, 2005.
7. CONSORZIO TUTELA VINI VALTELLINA
<<http://www.consorziovinivaltellina.com>>
8. DAL SAVIO S. e al., Metodologia per l'individuazione di bacini per lo sfruttamento del biogas a partire da liquami zootecnici tal quali o miscelati a cofermenti.
Caso di studio: la realtà altoatesina. <<http://www.renertec.bz.it>>
9. DGR 4196/07 Regione Lombardia; Allegati n. 7, 8 e 9.
10. Gestione deiezioni. L'informatore Agrario – Speciale 1/2007, 39-45
11. LORENZONI C., MAGGIORE T., Quali sono i migliori mais per la produzione di energia. 2006, L'informatore Agrario, 13, 61-67.
12. NAVAROTTO P., FABBRI C., 2007. Abbattimento dell'azoto, tante tecniche tra cui scegliere. L'Informatore Agrario, 5, 47-49.
13. Opportunità Biogas per il mondo agricolo. L'informatore Agrario – Speciale 1/2006, 25-45.
14. S.EC.AM. S.P.A. Dati raccolta differenziata in Provincia di Sondrio 2000-2006.
15. SICHER L., ODORIZZI G., ZORZI G., PECILE A., 2005. Possibili soluzioni per una gestione sostenibile di liquami e letame. Terra trentina, 6, 26-33.

11) ALLEGATI

ALLEGATO 1 - Ditte produttrici di impianti di fermentazione anaerobica completi

Si elencano di seguito alcune aziende nazionali ed europee attive sul territorio italiano nel settore della fermentazione anaerobica. Sono aziende che progettano, producono o semplicemente installano impianti di biogas

- | | |
|--|--|
| 1. AB Energy - Orzinuovi | 17. Exergy Engineering - Legnano |
| 2. ASWS International - Milano | 18. Fermenta Italia |
| 3. Bekkon Italia/Braghieri Srl - Milano | 19. Green Energy Solution - Pordenone |
| 4. Bioelettra - Frescada di Preganzio | 20. Liquitech - Albignano d'Adda |
| 5. Biogas Energia - Orbassano | 21. Marcopolo Environmental - Borgo S. Dalmazzo |
| 6. Biogas Engineering - Noventa Vicentina | 22. MT Energie Italia - Milano |
| 7. Biogas Italia - Brunico | 23. Piantoni Ecologia srl – Sovere BG |
| 8. Biotec Sistemi - Serra Riccò | 24. Promeco (Bima Austria) - Como |
| 9. Bluenergy Control - Vicenza | 25. Rota Eco Engineering - Corte dè Frati |
| 10. Cisa Impianti - Campogalliano | 26. Rota Guido - Giuseppe Volta - Fiorenzuola d'Arda |
| 11. Ecofarm - Lana BZ | 27. Schmack Biogas - Bolzano |
| 12. Ecomaster Atzwanger - S. Maria La Longa | 28. Schwarting Biosystem - Varese |
| 13. Ecomembrane - Cremona | 29. Sosea - Milano |
| 14. Elettrostudio - Venezia | 30. Thöni Umwelt- und Energietechnik GmbH |
| 15. Envitec Biogas Italia - San Donà di Piave | 31. UTS - Italia Tecnologie ambientali - Brunico |
| 16. Eurodepuratori - San Giacomo delle Segnate | |

ALLEGATO 2- Collocazione dei campi in cui sono stati effettuati i campionamenti

Comune	Numero appezzamenti
Cedrasco	1
Cercino loc. Bolgia	3
Colorina	1
Cosio	1
Delebio	2
Mantello	1
Novate Mezzola loc. Pian di Spagna	1
Prata Camportaccio	1
Samolaco	1
Sondrio	2
Teglio loc. San Giacomo	2
Teglio loc. Valgella	2
Villa di Tirano	2
Totale	20

ALLEGATO 3 - Schema a blocchi del campo sperimentale per il confronto tra ibridi

STRADA	BL4	8 PR 34A15	9 NK AGRANO	7 DKC 6040	2 DKC 4604	1 PR 38H67	3 NK PAKO	4 DKC 5461	5 PR 35Y65	6 PR 35P12
	BL3	5 PR 35Y65	6 PR 35P12	4 DKC 5461	7 DKC 6040	9 NK AGRANO	8 PR 34A15	1 PR 38H67	3 NK PAKO	2 DKC 4604
	BL2	8 PR 34A15	7 DKC 6040	9 NK AGRA-NO	2 DKC 4604	1 PR 38H67	3 NK PAKO	6 PR 35P12	5 PR 35Y65	4 DKC 5461
	BL1	3 NK PAKO	2 DKC 4604	1 PR 38H67	4 DKC 5461	6 PR 35P12	5 PR 35Y65	8 PR 34A15	7 DKC 6040	9 NK AGRANO
INGRESSO										