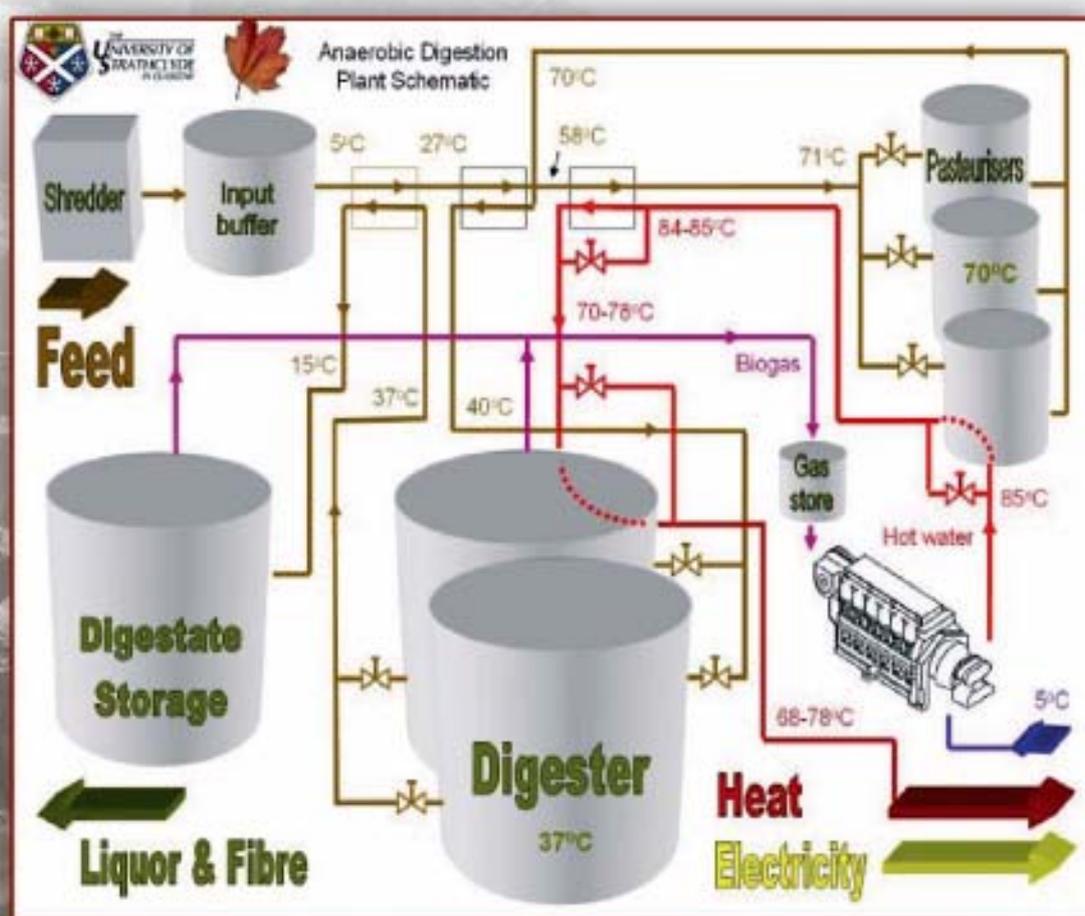




Rischi ambientali connessi all'uso di biomassa per produzione diretta di energia: valutazioni tecniche ed economiche





ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

**Rischi ambientali connessi all'uso
di biomassa per produzione
diretta di energia.
Valutazioni tecniche ed economiche**

Informazioni legali

L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) e le persone che agiscono per conto dell'Istituto non sono responsabili per l'uso che può essere fatto delle informazioni contenute in questo rapporto.

La Legge 133/2008 di conversione, con modificazioni, del Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 195 del 21 agosto 2008, ha istituito l'ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.

L'ISPRA svolge le funzioni che erano proprie dell'Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i servizi Tecnici (ex APAT), dell'Istituto Nazionale per la Fauna Selvatica (ex INFS) e dell'Istituto Centrale per la Ricerca scientifica e tecnologica Applicata al Mare (ex ICRAM).

La presente pubblicazione fa riferimento ad attività svolte in un periodo antecedente l'accorpamento delle tre Istituzioni e quindi riporta ancora, al suo interno, richiami e denominazioni relativi ai tre Enti soppressi.

ISPRA – Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
Via Vitaliano Brancati, 48 – 00144 Roma
www.isprambiente.it

ISPRA, Rapporti 105/2009

ISBN 978-88-448-0419-0

Riproduzione autorizzata citando la fonte

Autori

M. Paolucci (*ISPRA Dipartimento Nucleare, Rischio tecnologico e industriale – Servizio Osservatorio sulle Tecnologie*)
C. Borgianni (*Consulente - Dipartimento di Ingegneria chimica – Università di Roma “La Sapienza”*)

Elaborazione grafica

ISPRA

Grafica di copertina: Franco Iozzoli

Foto di copertina da: Biogas - Using Anaerobic Digestion

Coordinamento tipografico:

Daria Mazzella

ISPRA - Settore Editoria

Amministrazione:

Olimpia Girolamo

ISPRA - Settore Editoria

Distribuzione:

Michelina Porcarelli

ISPRA - Settore Editoria

Impaginazione e Stampa

Tipolitografia CSR - Via di Pietralata, 157 - 00158 Roma

Tel. 064182113 (r.a.) - Fax 064506671

Finito di stampare marzo 2010

INDEX

PREMESSA	3
INTRODUZIONE	4
ANALISI DEI PROCESSI DI TRATTAMENTO DELLA BIOMASSA	6
Digestione anaerobica	6
Il compost	7
Processi di recupero energetico	9
INQUADRAMENTO DI UN'ATTIVITÀ ECONOMICA	24
Bilancio economico del trattamento della biomassa	28
Effetto della provenienza e dei metodi di trattamento della biomassa	33
ANALISI DEI FATTORI DI IMPATTO	36
ANALISI DEI FATTORI DI RISCHIO	41
SISTEMI DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	43
INDICATORI DI PRESTAZIONI AMBIENTALI NELLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE	45
EFFETTI AMBIENTALI INDIRETTI	47
CONFRONTO TRA LE MIGLIORI TECNICHE E TECNOLOGIE DISPONIBILI E STRATEGIE DI MIGLIORAMENTO	48
CONCLUSIONI	52



PREMESSA

Il termine biomassa è appropriato per tutti gli esseri viventi sia di origine vegetale sia di origine animale ed è entrato nel nostro vocabolario quando si è riconsiderata la biomassa per uso energetico dopo anni di sottoutilizzazione in quanto sostituita da petrolio a buon prezzo. Attualmente l'importanza della biomassa di origine vegetale deriva dall'alto costo dei combustibili da fonti fossili al quale si è aggiunta la preoccupazione per il loro impatto ambientale. Ciò ha comportato, come conseguenza, un rinnovato interesse da parte dei Paesi ricchi al suo riutilizzo come fonte rinnovabile. La biomassa, infatti, non contribuisce all'innalzamento dell'effetto serra, giacché la CO₂ emessa è quella che ha assorbito in tempi recenti dall'ambiente, con conseguente bilancio neutro per l'effetto serra.

La biomassa, utile per l'utilizzo come fonte rinnovabile d'energia si può ottenere, oltre che da scarti di lavorazione agro-industriale, da vegetali a rapida crescita (short forestation), per i quali sono disponibili in Italia quantità apprezzabili di territorio, che nel Lazio ammontano a 120000 ettari (1200 km²).

Questo lavoro valuta quindi la migliore tecnologia accettabile da un punto di vista ambientale ed economico, per rendere utilizzabile l'energia contenuta nella biomassa stessa.

Al riguardo saranno esaminate tre tecnologie:

- Trattamento anaerobico per ottenere biogas da utilizzare come vettore energetico;
- Incenerimento;
- Gassificazione.

INTRODUZIONE

L'uso di biomassa per ottenere energia è comune allo sviluppo tecnologico e rurale di qualsiasi gruppo sociale ed è stato per lunghi periodi di tempo la principale fonte d'energia e tale è rimasta fino al 1870. Ancora oggi l'energia così prodotta nel mondo supera quella ottenuta utilizzando quella derivata sia dalle centrali nucleari sia da quelle idroelettriche.

La domanda crescente d'energia fino a oggi ha spinto, dal 1870, a trovare altre fonti d'approvvigionamento con l'uso del carbone, prima, e del petrolio e del gas naturale poi, per soddisfare la necessità di maggiore richiesta energetica e praticità nello sfruttamento del combustibile, relegando così l'uso della biomassa ai soli Paesi più poveri che hanno un basso consumo energetico.

La situazione attuale che risente dell'alto costo dei combustibili fossili e loro derivati e del loro impatto ambientale, ha comportato un rinnovato interesse da parte dei Paesi ricchi all'uso della biomassa come fonte rinnovabile, che, come ben noto, non contribuisce all'innalzamento dell'effetto serra.

La biomassa può essere considerata una fonte d'energia rinnovabile, solo se si hanno a disposizione derivati agro-industriali e piante che crescono o aumentano a una velocità tale da soddisfare quella di utilizzazione. Nel caso in cui un processo di combustione consumi, per esempio, 100 kg l'ora di biomassa, occorre avere una piantagione che mediamente cresca a 100 kg l'ora. Ne consegue che l'uso di biomassa ad alta velocità di incremento dovrà quindi essere privilegiato. Un esempio di questo tipo di biomassa è il bagasso, scarto della lavorazione della canna da zucchero. È, infatti, una pianta a vita annuale il cui contenuto energetico, tenendo conto degli attuali rendimenti di trasformazione dell'energia insita in elettricità, potrebbe dar luogo, in toto, a circa 300 TWh di energia elettrica l'anno.

Il bagasso mostra che gli scarti agricoli caratterizzati da una rapida crescita, possono dare un rilevante contributo all'ottenimento dell'energia necessaria a ogni singolo Paese determinando così un rallentamento del consumo dei fossili con conseguente contenimento dell'effetto serra. Secondo recenti analisi, nella sola regione Lazio sono idonei circa 1200 km² (120000 ettari) di terreno per una produzione di biomassa a rapida crescita.

Occorre aggiungere alla biomassa derivata da scarti di lavorazione agro-industriale e da piante a rapida crescita, quella derivata da potatura e trattamento di parchi e giardini urbani. Lo scopo che ci si propone, quindi, è quello di esaminare quale trattamento di biomassa può dare migliori risultati dal punto di vista ambientale, energetico ed economico qualunque sia la sua origine.

ANALISI DEI PROCESSI DI TRATTAMENTO DELLA BIOMASSA

Digestione anaerobica

Dalla biomassa cosiddetta umida, reflui zootecnici si può ricavare il biogas in reattori di digestione anaerobica, utilizzando bioenzimi come fase catalitica e temperature opportune. Attualmente un ciclo completo ha una durata di processo normalmente di 15 - 20 giorni, una temperatura stabile di circa 38 - 40°C e utilizza una biomassa che, prima di entrare nei reattori di digestione, deve essere omogeneizzata. Prendendo come alimentazione, per il digestore, un kg di biomassa umida, la parte utilizzabile è fino a 0,95 kg (parte organica e acqua), mentre il resto (0,05 kg) è costituito da ceneri. Ammettendo che un chilogrammo di biomassa abbia come acqua d'imbibizione mediamente 0,38 kg di acqua, la parte organica definita "residuo volatile", l'unico in grado di dare biogas sarà solo il 57%. Questa è costituita da acqua, sostanze inorganiche (ceneri) e organiche, che, per fermentazione, si trasformano in biogas e lasciano, come fase digerita, un residuo che può essere usato come concime. Il residuo della digestione anaerobica, infatti, avendo perso durante il processo la sua carica batterica, può essere utilizzato per formare compost con il vantaggio, rispetto a quello prodotto utilizzando la biomassa, che non si libera più biogas il quale, data la sua concentrazione elevata di metano, ha un effetto inquinante molto più potente dell'anidride carbonica nel produrre il ben noto effetto serra.

La figura 1 mostra uno schema di un impianto di digestione più particolareggiato, ove sono visibili le varie fasi del processo e le temperature di ciascuno stadio. L'unità CHP (combined heat and power), inserita nei diagrammi di flusso, è complementare al processo di digestione che produce biogas, perché ne sfrutta la combustione per fornire calore da utilizzare per il teleriscaldamento, ed elettricità.

Figura 1 - *Schema particolareggiato di un impianto di digestione*

Il compost

Il compost, può essere ottenuto sia dal residuo della digestione anaerobica, sia direttamente dalla biomassa, con l'avvertenza di evitare biomasse contenenti tannini o derivati – le foglie di quercia – perché dannose al suo successivo utilizzo. La biomassa per essere trasformata in compost subisce un processo biologico aerobico a cui possono essere sottoposti anche i residui di biomassa dopo digestione anaerobica, in quanto ancora fermentabili. Per il suo caratteristico uso, il compost deve avere inoltre caratteristiche agronomiche e valori-limite d'accettabilità per alcuni inquinanti presenti, in modo da essere utilizzato come ammendante in agricoltura, conformi a quanto stabilito dalla vigente normativa. Un vantaggio nel produrre compost da biomassa anziché da rifiuti urbani, consiste nel fatto che il pretrattamento meccanico è necessario solo se si deve provvedere alla selezione dei RSU indifferenziati. L'impianto per produrre compost da biomassa prevede quindi solo:

- Omogeneizzazione ottenuta mediante riduzione di dimensioni;
- Compostaggio propriamente detto.
e le sezioni che compongono un impianto di compostaggio sono:
- Ricezione e alimentazione;
- Trattamento biologico (digestione e maturazione);
- Raffinazione finale, con eventuale pellettizzazione ed insaccamento.

Un tipico impianto a tunnel può trattare 10000 - 50000 t/anno di biomassa e il compost rimane nel tunnel per un periodo di 10 - 30 giorni ove è rigirato almeno una volta durante la sua permanenza controllando con attenzione parametri come temperatura, umidità, rapporto O₂/CO₂. Il compost, dopo maturazione, è vagliato e selezionato. L'efficienza della trasformazione biomassa → compost è superiore a 85% negli impianti d'alta qualità mentre il resto è perso principalmente sotto forma di umidità che evapora, ed emissioni di CO₂. In sistemi di qualità inferiore tale percentuale è più bassa.

Nella figura 2 si può vedere la foto di un impianto per la fabbricazione del compost.

Figura 2 - *Immagine di un impianto per il compostaggio*

L'immagine è relativa all'impianto di proprietà del Consorzio Medio e Alto Metauro ed è sito a Cà Luccio. Il compost prodotto deriva per il 50% da stralci, potature ecc. e il resto dalla frazione umida di rifiuti.

Secondo quanto riportato dal Consorzio Italiano Compostatori (CIC) in Europa sono commercializzate circa 6.000.000 le tonnellate di compost delle quali il 40% circa, proviene dalla Germania che, insieme a Olanda e Austria, produce il 70% del compost dell'UE.

Processi di recupero energetico

La trasformazione delle biomasse in energia, può avvenire mediante processi d'incenerimento di pirolisi e gassificazione a temperature comprese tra 800 e 1200°C.

I processi di gassificazione e incenerimento sono completamente diversi tra loro come tecnologia e processo, ma hanno in comune l'esigenza di ottenere un gas da cui è possibile ricavare energia sotto forma di elettricità e/o vapore.

Gassificazione

La gassificazione è un processo di recupero energetico da biomassa, specificamente progettato per convertirla in gas di sintesi (CO e H₂), a temperature comprese tra 700 e 1000 °C, utilizzando quantità molto ridotte d'ossigeno o aria. I sistemi più noti di gassificazione si basano sulle tecnologie a letto fisso, fluido e letto fluido ricircolante, a pressione atmosferica o superiore.

La figura 3 mostra uno schema di un impianto della capacità di 1000 kg/h di biomassa

Figura 3 – *Visione d'insieme dell'impianto di gassificazione*

I principali gassificatori che operano con tecnologie a letto fluido, sia dimostrativi sia industriali, sono Lurgi, Foster Wheeler, Termiska Processor, AB (TPS), Vermont Battelle, VTT e Byosin. I reattori Lurgi sono impiegati principalmente in Austria e in Germania. Quest'ultimo caso consiste in un progetto relativo a un reattore polialimentato da 100 MWth (MegaWatt termici).

Il progetto Lahti si basa su un reattore Foster Wheeler da 200 MWe (MegaWatt elettrici) che prevede un processo dimostrativo, finanziato dalla UE, a cominciare dal 2009, fino ad arrivare alla sperimentazione di un collegamento con celle a combustibile.

Il primo impianto a pressione (20 bar) è della TPS, impiegato nel progetto Värnamo operante a 950-1000 °C. Il gas ricavato ha il 5-7% di metano e un potere calorifico inferiore (PCI) di 5MJ/Nm³ sul secco.

In Italia, a Greve in Chianti si sono utilizzati due reattori TPS da 15 MWth. funzionanti con doppia iniezione di aria, e in grado di trattare combustibili solidi con una pezzatura relativamente

grande producendo un gas uscente con un PCI di 8 MJ/Nm³. La TPS ha fornito un altro reattore a Bahia in Brasile per un progetto tipo BIG-GT (biomass integrated gasification- gas turbine) e un altro reattore per il processo ARBRE (ARable Biomass Renewable Energy), progettato per soddisfare le necessità di 18000 abitanti. In Canada un reattore Biosyn operante alla pressione di 1,6 MPa, ha mostrato un'alta flessibilità in quanto si possono gassificare, oltre alla biomassa, anche CDR, polietilene, gomme contenenti Klever. Il gas ottenuto ha un potere calorifico superiore (PCS) di 6MJ/Nm³; deve essere depurato in quanto in esso sono presenti inquinanti come sottoprodotti di reazione.

Le figure 4 e 5 mostrano lo schema di due impianti di gassificazione: quello della Planet Group, utilizzabile per rifiuti, che può trattare 90 tonnellate al giorno e quello realizzato dalla Biosyn. Nel primo schema il calore in eccesso è inviato a un vicino cementificio, il gas ottenuto serve a produrre elettricità ed è scaricato in un camino previa depurazione. L'impianto Biosyn è alimentato da biomassa di varia natura, CdR e rifiuti urbani inclusi, e da aria arricchita con ossigeno. Il gas ottenuto è depurato a secco con un ciclone, filtrato, sempre a secco, o inviato a un trattamento di lavaggio con conseguente impianto di condizionamento acque, prima dello scarico al camino.

Figura 4 - Schema di impianto (Planet Group) misure nello schema in "piedi"

Figura 5 - *Schema di un impianto di gassificazione Biosyn*

In figura 6 è mostrato un tipico diagramma di flusso di carbonio, idrogeno, azoto, ossigeno e di energia relativo alla gassificazione

Figura 6 - *Diagrammi di flusso tipico di un processo di gassificazione*

La gassificazione è condotta utilizzando ossigeno con purezza del 96%, perché dà migliori rendimenti in termini d'energia disponibile che compensano il suo costo più alto rispetto all'aria. Lo svantaggio all'impiego di gassificatori a livello industriale è dato dal difficile controllo della formazione del tar che può impedire l'uso continuo dell'impianto dato l'alto costo per abatterlo. Recentemente è stato messo a punto, a livello di qualche kg/ora di alimentazione, un impianto di gassificazione a due stadi capace di eliminare il problema in quanto il secondo stadio è un reformer. Di qui in avanti le valutazioni saranno riferite sempre a un tale tipo di gassificatore.

In quest'impianto, l'alimentazione di biomassa è immessa tra i due stadi. L'alimentazione, una volta introdotta nel reattore, raggiunge il primo stadio dove è, immediatamente, pirolizzata. Il char prodotto è investito in controcorrente dalla miscela di gas ossidante (acqua, aria, ossigeno) introdotta alla base del primo stadio e gassifica. I prodotti del primo stadio, costituiti per lo più da idrogeno, anidride carbonica, ossido di carbonio, idrocarburi gassosi, sostanze volatili e non volatili, raggiungono il secondo stadio. Il catrame e gli idrocarburi liquidi sono intrappolati nella parte inferiore del riempimento del secondo stadio permettendo di aumentare il loro tempo di residenza all'interno del reattore. La parte superiore del secondo stadio, ha la funzione di completare la reazione di reforming le cui condizioni sono state scelte in modo da permettere la trasformazione di tutti gli idrocarburi liquidi vaporizzabili e del metano in H_2 e CO in modo che il gas uscente dal reattore abbia un contenuto energetico pari al circa 95% di quello termodinamicamente previsto nelle stesse condizioni di prova. La figura 7 mostra uno schema dell'impianto.

Figura 7 - *Schema di un gassificatore bistadio.*

Da: G. Pino, M. Paolucci, F.Geri, R. Marceca, P. Defilippis, C. Borgianni: "Syngas production by a modified biomass gasifier and utilisation in a molten carbonate fuel cell (MCFC)" Portovenere 16 Settembre 2006

Incenerimento

Il processo d'incenerimento è progettato per ottenere una combustione completa della carica in CO₂ e H₂O, con formazione di un ambiente molto ossidante a causa dell'eccesso d'aria di alimentazione. I fumi prodotti sono costituiti da gas e particelle solide incombuste in sospensione. Tra gli impianti di recente commercializzazione esistono diversi tipi d'inceneritori a letto fluido ricircolante, a letto fisso, a griglia mobile, a flusso di gas caldi che, sotto forma di bolle, attraversano il solido. Quelli a letto fluido ricircolante dovrebbero dare una maggiore garanzia di funzionamento e di efficienza nello sfruttamento dell'energia dei rifiuti e nella minimizzazione delle emissioni, dato che possono avere camere di post combustione.

La figura 8 mostra, in modo pittorico, un inceneritore nel suo insieme.

Figura 8 - *Vista di un impianto d'incenerimento nel suo insieme*

Le ceneri della combustione possono essere inerti e quindi utilizzabili, anche per la preparazione del manto stradale, mentre il recupero energetico è assicurato in quanto ogni impianto è in grado di produrre autonomamente energia elettrica, in osservanza a quanto richiede la direttiva sull'incenerimento 98/C 327/07.

L'energia termica che accompagna i gas in uscita, chiamata calore sensibile, è, infatti, utilizzata per generare vapore che serve per produrre elettricità o fornire calore utilizzabile per diversi usi come, per esempio, il teleriscaldamento.

Per evitare la formazione di composti indesiderati, specialmente diossine e aromatici clorurati, è previsto di condurre la combustione in largo eccesso d'aria, poiché i sistemi di post combustione a valle dell'impianto sono costosi. L'impianto stesso, infatti, consuma molta energia, necessita di un eccesso d'aria anche perché le biomasse presentano un alto tenore di umidità e contengono solidi incombustibili e inerti (ceneri). Ne deriva che solo il 40% o meno dell'energia iniziale si ritrova nei fumi per essere poi sfruttata in una turbina per produrre elettricità e quindi l'efficienza della produzione di energia elettrica è bassa (minore del 20%). Uno schema dell'impianto utilizzato in Lomellina è mostrato in figura 9.

Figura 9 - *diagramma a blocchi dell'impianto di Lomellina*

L'impianto comprende anche la sezione di trasformazione del rifiuto in CdR a sua volta convertito in gas che è depurato per produrre energia elettrica e quindi inviato al cammino. La figura seguente (10) dà una visione dettagliata dell'impianto d'incenerimento vero e proprio.

Figura 10 - *Schema della sezione inceneritore dell'impianto di Lomellina*

La figura 11 dà un diagramma di flusso di carbonio, idrogeno azoto e ossigeno per un processo di incenerimento condotto per avere una temperatura di uscita dei gas circa uguale a quella utilizzata nel diagramma di flusso per il processo di gassificazione, e con eccesso d'aria per evitare di perdere il controllo della concentrazione della diossina nei fumi di scarico, come operano gli attuali inceneritori.

La biomassa considerata è la stessa di quella per il diagramma concernente la gassificazione.

Figura 11 - *diagrammi di flusso per un inceneritore*

Come si può vedere dalla figura 11 l'energia disponibile in questo caso è molto minore di quella che si ha nella gassificazione poiché il gas ha soltanto energia termica (sensibile) e non chimica e si è usato un eccesso di gas combustibile costituito da aria e non ossigeno.

Combustibili da biomasse

Oltre che per ottenere direttamente energia, le biomasse possono essere utilizzate per produrre combustibili o materie prime seconde, a volte previa loro gassificazione a ossido di carbonio e idrogeno che, insieme a bioalcol e biodiesel, serve sia come combustibile sia come materia prima seconda, come è il bioalcol.

Idrogeno

L'idrogeno può, potenzialmente, essere utilizzato come combustibile ovunque è presente un sistema a combustione interna come auto, camion, bus e anche navi e aerei, nonché può dare energia a piccoli motori elettrici tramite celle a combustibile. Non può essere estratto direttamente scavando una miniera o facendo perforazioni come il metano, ma deve essere ricavato dai composti dove è combinato, come acqua, gas naturale, altri idrocarburi, carbone e biomassa. La sua produzione è principalmente legata alla parziale ossidazione del metano, con conseguente formazione di ossido di carbonio. Nel mondo, infatti, il 48% dell'idrogeno è prodotto dal gas naturale, il 30% dal petrolio (principalmente consumato nelle raffinerie), il 18% dal carbone fossile, e il rimanente (4%) è ricavato da elettrolisi.

La biomassa è un ottimo candidato per sostituire il metano nella produzione dell'idrogeno in quanto il processo di gassificazione ha come prodotti finali gli stessi del reforming del gas naturale, mentre la resa in idrogeno è diversa in quanto nella molecola del metano se ne ha proporzionalmente di più rispetto ai costituenti elementari (carbonio, idrogeno, ossigeno, azoto) della biomassa. Per ovviare a questo svantaggio si aggiunge acqua durante il processo per aumentare il contenuto in idrogeno dei reagenti.

Il processo di gassificazione della biomassa con ossigeno, può, infatti, essere condotto sia iniettando vapore nel gassificatore sia aggiungendolo al gas di sintesi prodotto e inviando la miscela ottenuta ad un reattore – WSR (Water Shift Reactor) – per trasformare il vapore in idrogeno mediante riduzione con l'ossido di carbonio presente nel biogas. Nel primo caso il processo è più semplice. Si può condurre la gassificazione a temperature di poco inferiori a 800 °C, dove si ha il miglior rendimento in gas di sintesi e meno polveri sottili nel gas, e si riesce a recuperare come gas intorno al 70% dell'idrogeno presente nella biomassa, valore che decresce all'aumentare della complessità strutturale della biomassa.

Nel caso del secondo processo, vi è un reattore in più e la temperatura del gassificatore deve essere più alta per compensare le perdite termiche dovute all'uso del WSR. La quantità di idrogeno raccolto passa da 68 g/kg biomassa, nel primo caso, a 75 g/kg biomassa con un opportuno rapporto acqua biomassa, nel secondo caso.

Bioalcol

I bioalcoli, principalmente etanolo o metanolo sono ottenuti dalla biomassa attraverso due processi. Il primo si basa sull'idrolisi acida o enzimatica – che è la più recente – della cellulosa o della emicellulosa ottenendo così zuccheri che si trasformano in alcol attraverso una successiva fermentazione. Il secondo è succedaneo al processo di gassificazione della biomassa e sfrutta, per la successiva produzione di alcol, reazioni e catalizzatori ben conosciuti. Nel caso di alcol etilico si può sfruttare l'effetto catalizzante di una fermentazione anaerobica mentre la produzione industriale di metanolo si basa principalmente sulla sua sintesi a partire da ossido di carbonio e idrogeno che favorita dalla pressione e dalla temperatura ha una efficienza dipendente dal catalizzatore prescelto. È stata uno studio serrato per trovare catalizzatori che permettessero buoni rendimenti a temperature e pressioni sempre più basse, sia per migliorare le condizioni termodinamiche della reazione – temperatura -, sia per aumentare la sicurezza dell'impianto – pressione -. Ultimamente esistono catalizzatori capaci di una efficienza superiore al 90% della resa termodinamica a temperature di 150 °C e pressioni più basse di 5 MPa permettendo di utilizzare 2700 m³ (STP) di gas di sintesi per ottenere una tonnellata di metanolo.

Biodiesel

La diffusione dei carburanti vegetali come il biodiesel, è fenomeno che s'inserisce nel crescente sforzo di ricerca di destinazioni alternative per le produzioni in agricoltura, con particolare riferimento a quelle energetiche. Il pericolo più ricorrente per un suo uso estensivo è costituito dalla possibile sottrazione di terreni alla produzione di cibo dovuta anche agli incentivi che gli agricoltori ricevono in vari Paesi per coltivare piante utili alla produzione di biodiesel invece che a fini alimentari come nel caso del mais da uso alimentare a quello di materia prima per il biodiesel.

Il biodiesel trova le sue applicazioni principali come combustibile negli impianti di riscaldamento e carburante per autotrazione.

Data la sua origine vegetale, il biodiesel, è una fonte energetica rinnovabile e, quindi, strumento di uno sviluppo sostenibile con un bilancio zero d'anidride carbonica prodotta, costituendo un piccolo ma importante pezzo del gran puzzle d'azioni che la comunità internazionale ha deciso di intraprendere, per mitigare alcune conseguenze derivanti dallo sviluppo delle attività antropiche e anche da cause naturali.

La possibilità di utilizzare prodotti agricoli, come girasole e colza ecc., per produrre biodiesel ha avuto grande impulso dagli accordi di Kyoto. La riduzione del 2% dell'uso di combustibile fossile con relativa diminuzione delle emissioni di CO₂ significa, infatti, una potenziale produzione di 60mila tonnellate di biodiesel in alcune regioni italiane

Una tonnellata di biodiesel in media si ottiene dalla spremitura e lavorazione di 2,5 tonnellate di semi ricavati dalla coltivazione di una superficie di un ettaro di colza, girasole o soia e simili. Il sottoprodotto della macinazione della colza necessaria per ricavare una tonnellata di biodiesel dà, per esempio, circa, 1t di mangime ad alto valore proteico, mentre dall'esterificazione dell'olio si ottengono 100 kg di glicerina e circa 30 kg di concime potassico come sottoprodotto di lavorazione.

L'olio di colza è, infatti, la principale materia prima utilizzata nella produzione di biodiesel, la seconda è l'olio di girasole, seguito dall'olio di semi di soia. Altre materie prime sono: l'olio di palma, l'olio di semi di lino, mais, il grasso animale e l'olio da cucina esausto. La scelta dell'olio vegetale da utilizzare dipende dal costo di produzione e dalla sua reperibilità.

Poiché il biodiesel ha un alto punto d'infiammabilità (>1100 °C), non è classificato come materiale pericoloso ed è facile e sicuro da manipolare. Ha una migliore combustibilità, rispetto al gasolio minerale, grazie sia all'11% d'ossigeno, non presente nel gasolio, sia alla sua struttura molecolare, costituita da catene più corte con conseguente minor particolato prodotto.

INQUADRAMENTO DI UN'ATTIVITÀ ECONOMICA

Il bilancio economico dipende dalla variazione dei costi d'investimento e di manodopera con la biomassa da trattare qualunque sia l'origine di quest'ultima.

I criteri che regolano una tale variabilità sono stati ricavati interpolando quanto è riportato in letteratura per gli impianti dotati di annessa produzione di energia elettrica.

Da queste interpolazioni si può ricavare l'andamento della curva rappresentata in figura 12 che è relativa a investimenti per impianti di gassificazione in funzione della quantità annua di biomassa trattata.

Figura 12 - *Relazione tra investimenti e quantità biomassa trattata nei gassificatori*

Il fattore scala che si ricava dalla figura 12, è stato adottato anche per gli impianti di digestione anaerobica.

La figura 13 rappresenta invece l'andamento del costo della manodopera per tonnellata di biomassa da gassificare in funzione della quantità di biomassa trattata annualmente.

Figura 13 - *Relazione tra costo manodopera e biomassa per i vari impianti trattati*

Per l'incenerimento la stima del costo d'investimento è stata fatta sia seguendo le indicazioni riportate sulle linee guida per le migliori tecniche per uso d'inceneritori, sia tenendo conto di quanto riportato per l'impianto di Lomellina per produrre materiale riciclabile da RSU, per compostaggio e CDR.

L'energia termica ottenibile da questi rifiuti si può trasformare in energia elettrica utilizzando una centrale di 17 MWe che può trattare 200000 t/a di RSU (100000 tonnellate di CDR) con costo d'investimento per la sua realizzazione di 135M € cioè 675 €/t di RSU.

Gli investimenti relativi a impianti di diversa taglia sono stati stimati seguendo quanto è stato citato in letteratura e il risultato è riportato in figura 14, mentre i costi relativi alla manodopera sono stati stimati seguendo i criteri di figura 13

Figura 14 - *Fattore scala per gli investimenti nell'inceneritore*

I costi e i ricavi esposti in questo bilancio, espressi in Euro, sono annuali tranne che nel caso d'investimenti. Tenendo conto, infatti, della vita lavorativa degli impianti in esame, il deprezzamento annuale relativo è 8% del capitale. Il costo del denaro è stato assunto 12% nel caso di una restituzione poliennale mentre le spese di manutenzione sono 4%.

Il personale che lavora agli impianti di trattamento, è suddiviso in 4 – 5 turni di cui uno di riserva per tener conto di ferie e assenze varie con un costo orario di 25,00 €/persona/ora. e l'orario lavorativo annuale ammonta 1600 ore per persona.

La produzione dell'energia elettrica si stima ipotizzando un rendimento del 45% per gli impianti di piccola e media taglia qui trattati considerando che siano integrati (gassificazione e produzione d'energia elettrica) e del 35% in tutti gli altri casi.

Il ricavo dall'energia elettrica prodotta è un parametro importante per valutare la redditività delle operazioni e si è stimato che possa variare tra 0,04 a 0,12 €/kWh, sia se acquistata dall'ENEL, che non ha interesse ad acquisire quella prodotta nelle ore serali e notturne, sia se venduta a località limitrofe, in modo da mettere in rilievo l'influenza di una sua variazione. Il det-

taglio dei calcoli è stato fatto utilizzando un valore medio: 0,08 €/kWh. I calcoli sono stati eseguiti non tenendo conto d'eventuali sovvenzioni statali per la produzione d'energia da fonti rinnovabili, perché sono considerate limitate nel tempo e non utili per una corretta valutazione dell'operazione.

Nei bilanci si è considerato, per il conferimento dei rifiuti a una discarica convenzionale, un prezzo variabile tra 25 e 100 €/t, mentre per il trasporto si è stimato 15,71 €/m³. Una successiva valutazione è stata fatta prendendo in considerazione l'influenza di variazioni del prezzo di ricavo dell'energia elettrica prodotta e del costo di messa in discarica riguardante biomasse derivate da rifiuti.

I guadagni qui riportati sono al lordo delle tasse da pagare se esiste un utile.

4.1 Bilancio economico del trattamento della biomassa

Il bilancio, concernente la biomassa, è stato ricavato per i processi di gassificazione della biomassa e d'ossidazione parziale del biogas ottenuto per digestione anaerobica. Sono stati scelti questi due trattamenti perché, come precedentemente mostrato per le biomasse da rifiuti urbani(*), danno risultati migliori rispetto ai processi concorrenti d'incenerimento e cogenerazione.

L'analisi della sensibilità dei risultati mostra che il fattore più importante è il ricavo della vendita del chilowattora che è 5 - 10 volte più importante delle variazioni legate al costo della manodopera, a variazioni fino al 20% degli investimenti e/o delle spese a loro associate. Per questo motivo si è deciso di illustrare, più in dettaglio, solo l'effetto del prezzo che si può ricavare dalla vendita dell'energia elettrica. Dalla tabella 1 si evince che il limite della biomassa trattata è fino a 200000 tonnellate annue. Valori più alti non sono stati valutati perché considerati di difficile gestione, in quanto, per 200000 t, occorrono 4000 ettari di terreno (un rettangolo di 8 e 5 km di lato) intensamente coltivati.

Inoltre, dato che il prezzo dell'energia elettrica prodotta influenza, in maniera importante, i ricavi, come mostrato dalla biomassa da rifiuti (*), si sono considerati differenti valori dei prezzi a partire da 0,04 €/kWh fino a 0,12 €/kWh. I vari costi unitari sono stati presi uguali a quelli dei rifiuti(*) e l'andamento di investimenti e costo di manodopera sono stati stimati considerando quanto descritto nelle figure 12 e 13.

I risultati, relativi alla gassificazione, sono riportati in tabella 1 e figura 15

(*) C. Borgianni M. Paolucci "Ci conviene trattare i rifiuti?" Edizioni GEVA.

Tabella 1 - *Risultati ottenuti da gassificazione di biomassa*

Figura 15 - *Guadagno in funzione di prezzo energia elettrica e taglia impianto (t/anno biomassa)*

La figura mostra che la trasformazione biomassa → gas di sintesi → energia elettrica è conveniente quando il prezzo di vendita dell'energia è almeno 0,06 €/kWh e l'impianto tratta almeno 150000 tonnellate l'anno (20 –21 t/ora) di biomassa.

Se il prezzo sale a 0,08 €/kWh, hanno validità economica impianti che trattano almeno 50000 tonnellate l'anno di biomassa, circa 7 t/ora e, per prezzi superiori, si hanno guadagni qualunque sia la taglia dell'impianto.

E' evidente che in zone isolate e difficilmente collegabili a una rete di distribuzione, il prezzo di riferimento dell'energia elettrica prodotta con metodi tradizionali è elevato per via degli alti costi dell'allaccio a reti esistenti rendendo sempre conveniente la produzione locale tramite biomassa.

Questa situazione è particolarmente calzante per le zone alpine ove esiste il doppio problema di fornitura di energia elettrica e allontanamento di scarti, problema brillantemente risolvibile con un affidabile sistema di gassificazione.

Riguardo alla digestione anaerobica della biomassa seguita da ossidazione parziale del biogas ottenuto e relativa produzione d'energia elettrica dal gas di sintesi, si sono seguiti gli stessi criteri di composizione del bilancio economico già utilizzati per la biomassa da rifiut(*)i, che utilizza lo stesso processo.

I risultati economici di questo processo sono riportati nella seguente tabella 2.

Tabella 2 - *Risultati economici per il trattamento di digestione di biomassa e successiva ossidazione parziale del biogas con produzione di energia elettrica*

Nel ricavo ottenuto vendendo il compost si tiene conto sia dei costi vari, per la sua produzione presso un impianto specializzato, sia del ricavo fatto non mettendo in una discarica la biomassa residua.

Osservando la figura 16, si evince che è possibile avere un ritorno economico solo quando il prezzo del kWh è 0,10 € per taglie non inferiori a 35000 tonnellate annue di biomassa trattata e nel caso in cui tale prezzo sia 0,12 €, la taglia dell'impianto è economicamente valida da 25000 tonnellate annue trattate.

Si vede altresì che l'aumento della taglia dell'impianto non porta subito benefici, poiché le ottimizzazioni dovute all'effetto scala dell'impianto non sono sufficienti a compensare i più alti costi d'investimento.

Si ha quindi un minimo di convenienza economica che si sposta verso taglie d'impianto più grandi man mano che il prezzo del kWh diminuisce

Figura 16 - *Guadagni nel processo digestione biomassa e trattamento del biogas ottenuto*

4.2 Effetto della provenienza e dei metodi di trattamento della biomassa

Il confronto tra la diversa provenienza della biomassa è ricavato considerando il guadagno che si ha vendendo il kWh a 0,08 € in funzione della potenza elettrica installata, che è una grandezza comune ai vari tipi di impianto.

La figura 17 mostra il paragone tra i risultati economici ottenuti gassificando RSU residui da raccolta differenziata al 50%, che è quella che dà risultati migliori per un processo termico, e una biomassa.

Figura. 17 - Confronto tra gassificazione di RSU residui da raccolta differenziata e di biomassa

I punti colorati in azzurro si riferiscono alla biomassa ottenuta come residuo dalla raccolta differenziata di RSU ove i valori relativi ai guadagni, tengono conto della non messa in discarica che comporta un risparmio conteggiato come un guadagno del processo di gassificazione cui è sottoposto.

I punti colorati in verde, invece, mostrano i guadagni ottenuti gassificando la stessa biomassa senza considerare il risparmio dovuto al non conferimento in discarica: una fonte di guadagno. Tale guadagno è quindi imputabile soltanto alla vendita dell'energia elettrica prodotta. Queste valutazioni per RSU sono state fatte solo per mostrare un corretto paragone con la biomassa,

che non presenta problemi di messa in discarica e subisce solo il processo di gassificazione. La valutazione per la biomassa è rappresentata dai punti colorati in fucsia.

Osservando le situazioni omogenee, punti colorati in verde e in fucsia, si nota che i risultati mostrano un vantaggio non rilevante per la biomassa, nonostante la maggiore quantità di scarto (ceneri) della biomassa residua da RSU proveniente da raccolta differenziale al 50%.

Evidentemente il maggior potere calorifico dato a RSU residui dalla sottrazione di inerti come i vetri e rottami di ferro, che non sono ossidabili nelle condizioni di gassificazione, e aver lasciato carta e plastica non più riciclabili, riesce quasi a equilibrare le qualità termiche della biomassa che lascia molto meno ceneri.

La figura 18 indica la differenza tra i diversi di trattamento, vale e dire gassificazione e digestione seguita da ossidazione parziale del biogas ottenuto, per biomassa e RSU.

Pure in questo caso si è fatto un confronto tra i guadagni ottenuti e potenza elettrica installata.

Si osserva che, fino ad una potenza di 40 MW, il metodo della digestione dà risultati negativi dato che il ricavo dalla vendita della corrente prodotta e del compost ottenuto non bilancia le spese di un maggiore investimento dovuto alla presenza di un impianto in più, il digestore.

Figura 18 - *Confronto tra i diversi metodi di trattamento di biomassa e di RSU*

Da notare che, nel processo di digestione, con i rendimenti attuali, per installare 40 MW è necessario trattare oltre 700000 t/anno di residuo dalla raccolta differenziata di RSU, da cui si ottengono, come sottoprodotto, circa 280000 t/anno di compost. Nel caso del processo di gasificazione, invece, bastano 150000 t/anno di biomassa o 190000 t/anno di residuo dalla raccolta differenziata di RSU al 50%.

ANALISI DEI FATTORI DI IMPATTO

I problemi d'impatto ambientale dovuti ai processi di trattamento di biomassa per ricavare energia, quali digestione con incluso compostaggio, incenerimento e gassificazione, sono dovuti a immagazzinamento, gas prodotto dagli impianti, trattamento delle ceneri da combustione e dell'acqua di risulta.

L'immagazzinamento della biomassa è un passo che non può essere evitato poiché la sua stagionalità non offre una fornitura giornaliera certa, in grado di far marciare l'impianto senza accumulare scorte. La soluzione migliore sarebbe quella di accumulare una quantità di biomassa preferibilmente non superiore a quattro giorni di marcia a pieno regime dell'impianto. La biomassa di origine agricola, nel termine di tre mesi, può, infatti, degradare e perdere carboidrati che, oltre a far diminuire il suo potere calorifico, creano problemi alle falde acquifere. La biomassa accumulata in magazzino deve essere protetta dagli agenti atmosferici, solo il legno è resistente rispetto a questi ultimi, e deve essere ben aerata in modo da evitare rapido degradamento, formazione di liquami e di biogas. I primi sono pericolosi per le falde acquifere, il biogas perché le sue emissioni, se non controllate, contribuiscono all'effetto serra molto di più della sola anidride carbonica e, miscelato con aria, può dare origine a esplosioni. Qualora la biomassa sia costituita anche da rifiuti agricoli, occorre evitare l'emissione di cattivi odori, derivati dalla loro putrefazione, mediante un trattamento d'essiccamento artificiale o di altre opportune tecniche di abbattimento. In sostanza si deve evitare che l'area di deposito abbia il tempo di trasformarsi in una discarica per rifiuti di origine organica, nucleo d'insetti vari, in particolare mosche e zanzare, di roditori e di topi.

La tabella seguente, illustra i principali tipi d'impatto ambientale prima descritti.

Tabella 3 - *Aspetti ambientali per ogni fase del ciclo produttivo*

Tutti gli impianti di trattamento termico necessitano di efficaci e complessi sistemi per purificare i fumi prodotti che sono accompagnati da sostanze da ridurre drasticamente.

I pericoli che possono derivare da un processo di gassificazione sono dovuti alla presenza di fosforo e azoto, nella biomassa d'origine agricola, per la capacità di dare fosfina e ammoniaca. Termodinamicamente il processo di gassificazione non è così riducente da permettere la formazione di questi composti. Durante l'esercizio dell'impianto, l'analisi chimica della fosfina nel gas di sintesi uscente da un processo di gassificazione, mostra che questa sostanza non è presente a livelli pericolosi ($>0,267\text{g/Nm}^3$), e la presenza di un catalizzatore di nickel assicura

che la concentrazione di ammoniaca sia inferiore al limite di tolleranza (50 ppmv) nei fumi di uscita.

Nei processi d'incenerimento si generano molte sostanze tossiche che sono contenute nei gas prodotti, e sono controllate mediante una corretta gestione dell'impianto insieme a efficienti sistemi di purificazione del gas.

La corretta gestione dell'impianto è in grado di controllare i tenori di diossina e altri composti clorurati tossici, ma non può evitare la formazione di ossidi di azoto e di cloro oltre i limiti consentiti dalla legge rendendo così necessari appositi impianti di depurazione consistenti in torri di lavaggio e appositi assorbitori ove il gas è purificato in controcorrente. Spesso questi ultimi trasportano le sostanze tossiche dal gas ai solidi o ai liquidi utilizzati per purificarlo e quindi creano ugualmente dei problemi di controllo che sono relativi non più al gas ma agli scarichi e, al limite, è necessario il conferimento di questi ultimi in discarica controllata. Un'ulteriore purificazione si può ottenere utilizzando appositi filtri a secco di varia natura (p.e. ossidi ceramici)

Alcune di queste sostanze tossiche possono essere sintetizzate in tempi rapidissimi durante la fase di transizione del gas dall'uscita dall'inceneritore all'utilizzo. La diossina rappresenta il caso più noto e più temuto poiché la sua concentrazione deve essere sotto i valori fissati dalle direttive EU, in altre parole non superiore a 10 ng/Nm³, circa mezzo milionesimo di grammo per una stanza alta 3 metri e di superficie di 4x4 metri.

Le ceneri che si formano durante i processi di trattamento termico della biomassa, sono un successivo punto da considerare in una valutazione ambientale, poiché contengono metalli pesanti, come rame, nickel, zinco che da una parte possono formare liquame dannoso per le falde sotterranee quando le ceneri sono aggredite dagli agenti atmosferici, dall'altra non sono in concentrazione interessante per chi lavora sul recupero dei metalli. Nei processi termici si ha la formazione sia di ceneri volatili (fly ash), che escono con il gas e sono le più inquinanti perché contengono la maggior parte degli elementi indesiderati, sia di quelle che rimangono sul fondo dell'impianto (bottom ash). Normalmente le ceneri volatili sono separate dal gas a secco mediante ciclone e filtri a sacco per evitare il problema di acque di scarico da trattare ulteriormente. Un altro sistema, utilizzato specie nella gassificazione, è quello di dividere l'impianto di trattamento termico della biomassa in due stadi. Nel primo stadio si ha una pirolisi - gassificazione condotta a temperature anche inferiori a 530 °C, nel secondo s'innalza la temperatura, mediante iniezione di ossigeno, a un valore tale che le ceneri si fondono e precipitano al primo stadio, o hanno energia sufficiente a reagire con particelle più grossolane che possono a loro volta, formare un letto che catalizza l'ulteriore gassificazione della biomassa o trascinare al primo stadio le ceneri intercettate. Nel caso di reazione tra cenere e particelle grossolane, è sufficiente una temperatura di 800 °C compatibile con il valore desiderabile per il gas che esce dall'impianto. Le ceneri non inerti non possono essere lasciate tali quali dopo raccolta ma vanno fuse o inglobate in malte cementizie. La prima soluzione è più sicura della seconda poiché le ceneri sono ricche di silice e allumina e con i metalli prima menzionati formano, fondendo, silicati e silico-alluminati molto stabili non più lisciviabili dagli agenti atmosferici. Per fondere le ceneri si può utilizzare un reattore a ciclone che, se l'impianto per il trattamento termico delle biomasse è un gassificatore, utilizza parte del gas proveniente da quest'ultimo per la fusione. Se si hanno (bottom ashes) le ceneri volatili separate dalle altre, è opportuno iniziare a fondere quelle del fondo dell'impianto che tratta biomassa per poi aggiungere le ceneri volatili per insufflazione sotto battente. L'impianto di fusione deve avere in questo caso un altro sistema di cattura dei metalli che, nonostante tutto, volatilizzano. Il vantaggio, in questo caso, è che la loro concentrazione è tale da interessare chi recupera i metalli.

Va tenuto presente che il problema delle ceneri è importante se la biomassa trattata proviene da rifiuti urbani che, come tali hanno un tenore di ceneri anche 10 volte quello della biomassa di origine forestale o agricola.

In particolare, per il processo di digestione¹ occorre considerare anche l'impatto di formazione compost². Il fatto che quest'impianto tratti solo materiale proveniente da un processo di digestione, garantisce l'assenza di composti volatili di carbonio dannosi, per esempio trielina, che possono essere presenti nei rifiuti non trattati anche se provenienti da raccolta differenziata. Restano i problemi concernenti il rumore dei macchinari che può rappresentare un importante inquinamento acustico.

¹ Per una visione completa del problema digestione vedi anche il Manuale APAT 13/2005 "Digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti solidi" per i rifiuti urbani.

² Per una trattazione di compost da rifiuti vedasi il Manuale APAT 7/2002 „Il recupero di sostanza organica dai rifiuti per la produzione di ammendanti di qualità.

ANALISI DEI FATTORI DI RISCHIO

Il principale fattore di rischio è riconducibile al fatto che la costruzione d'impianti di trattamento di biomassa sia accompagnata da una scarsa informazione e che la popolazione locale sia influenzata in maniera negativa, facendo proprie tesi che non hanno corrispondenza a com'è realizzato l'impianto.

Per fronteggiare questo problema, occorre informare gli interessati su qual è il guadagno in termini di tutela dell'ambiente, per esempio in termini di non incremento della concentrazione d'anidride carbonica nell'atmosfera, data la caratteristica della biomassa di restituire quella che ha sequestrato poco tempo prima. Bisogna anche informare delle misure prese riguardo a trasporto, immagazzinamento e pulizia del gas prodotto dal sistema di trattamento in modo da chiarire che un bene per la comunità, come ottenere energia da combustibili non fossili, è ottenuto senza disagi per la popolazione che ospita l'impianto.

Un altro rischio presente, sono i guasti che si possono verificare quando l'impianto è in funzione, con conseguente dispersione nell'ambiente delle sostanze evidenziate nell'analisi dell'impatto ambientale. Oltre alla predisposizione di sensori per l'analisi dei gas e di altri effluenti come le acque di lavaggio, occorre anche determinare un tempo probabile di vita media per ciascun componente critico e intervenire prima che questo tempo di vita previsto sia terminato, applicando in maniera estensiva i concetti della manutenzione preventiva. Il personale deve inoltre essere addestrato a riconoscere il più presto possibile i segnali di malfunzionamento provenienti dai sensori e a intervenire di conseguenza seguendo uno schema d'intervento già prestabilito.

Nei processi di digestione anaerobica, un grosso rischio è costituito³ da perdite di biogas che possono fuoriuscire dall'impianto di digestione, mescolarsi con l'aria dell'ambiente circostante ad un livello tale da provocare il pericolo esplosione. Contro tale rischio è necessario premunirsi con sistemi di monitoraggio che possono avvertire i trafiletti di biogas, prima che si rendano pericolosi, in modo che il personale addetto possa intervenire tempestivamente.

Il pericolo d'esplosione, anche se in misura minore, esiste anche per il gas di sintesi che proveniente dagli impianti di gassificazione; anche qui, come per gli impianti di digestione, occorre affidarsi a opportuni sensori e a personale addestrato a intervenire prontamente.

³ (UNEP Environmental Due Diligence for renewable energy projects edd_biogas.pdf Aprile 2006)

SISTEMI DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

I sistemi di monitoraggio e controllo consistono in impianti e tecnologie che danno indicazioni sulla situazione ambientale, presente al momento, dovuta al funzionamento dell'impianto che tratta la biomassa permettendo interventi tesi a proteggere l'ambiente.

Nella sezione dedicata all'immagazzinamento, è importante che vi siano impianti antincendio provvisti al minimo di segnalatori manuali, meglio però se automatici con possibilità immediata d'intervento con un sistema d'estinzione a gas. Il sistema di estinzione ad acqua, difatti, potrebbe creare ulteriori problemi ambientali, come dilavaggio delle biomasse con inquinamento dell'acqua utilizzata, o di gestione, dovuti all'impossibilità di utilizzare biomasse contenenti molta più acqua del consentito.

È importante, inoltre, avere sistemi capaci di elaborare una previsione, secondo forza e direzione del vento misurate da anemometri, per i punti di ricaduta del pennacchio dei fumi uscenti in modo che quelli più prevedibili, per le condizioni di vento prevalenti, siano monitorati da apposite centraline.

Queste ultime, che sono presenti anche nell'area dell'impianto, devono essere in grado di misurare giornalmente la concentrazione di CO, carbonio organico totale, HCl, HF, ossigeno, NO_x, SO_x, polveri, dare la misura di pressione, temperatura, portata volumetrica dei fumi e misurarne la pressione parziale dell'acqua⁴. Gli impianti di controllo devono essere in grado, a norma di legge, di potere dare con una frequenza periodica da stabilire, massimo un anno, le concentrazioni di metalli, diossine e furani, idrocarburi policiclici aromatici. Per la prevenzione di problemi ecologici, inoltre, il sistema di controllo deve essere in grado di caratterizzare la biomassa che arriva in termini di quantità e qualità. Quest'ultima riguarda concentrazione di umidità e ceneri, composizione chimica, potere calorifico, pezzatura.

Bisogna dare, a chi gestisce l'impianto, la possibilità di redigere bilanci di massa ed energia tenendo conto pure di combustibili ausiliari, acqua entrante, scarichi e fanghi, oltre che a polveri, scorie, elettricità ed energia termica prodotte.

Per quel che riguarda la digestione anaerobica⁵, il suo avviamento deve essere fatto sotto la supervisione di personale specializzato che deve prolungare il suo apporto per un anno. Occorre che ci sia un laboratorio dotato di mezzi per l'analisi continua del biogas prodotto attraverso un gascromatografo e/o celle all'infrarosso. All'ingresso del digestore, inoltre, deve essere prevista l'analisi delle caratteristiche della biomassa entrante, pezzatura compresa da controllare almeno due volte la settimana. All'uscita dal digestore devono essere misurate le caratteristiche del solido dopo digestione per controllare la completezza del processo. Oltre alla produzione e perdite di biogas, deve essere controllata in continuo la temperatura del reattore e l'esistenza di ulteriori perdite dell'impianto dovute a rottura e fenomeni corrosivi.

⁴ L. Grancini, M.C. Castelli, C. Lui, M. Zenoni: "L'eliminazione dei rifiuti mediante termodistruzione: effetti globali sull'ambiente" Rapporto finale IreR per Consiglio Regionale Lombardia Febbraio 2000

⁵ Associazione Italiana Tecnica Ambientale CTCF.pdf

INDICATORI DI PRESTAZIONI AMBIENTALI NELLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE

Negli impianti di gassificazione, riguardo ai sistemi di depurazione di fasi disperse, il ciclone è in grado di rimuovere 85-95% delle particelle contenute nel gas d'uscita, mentre il catrame trascinato è depurato in un apposito sistema di lavaggio e di conseguenza gli impianti attuali hanno emissioni inferiori a quelle previste dai limiti imposti dalla comunità europea. Riguardo alle impurezze nella fase gas, gli impianti norvegesi hanno una buona efficienza perché le emissioni, dell'ordine di 0,4 g/kWh di SO₂ e NO_x, sono circa 5 volte minori di quelle di un autobus cittadino. In tabella 4, il valore delle emissioni è dato in mg/Nm³ poiché si tratta di una fase dispersa nel gas di sintesi ottenuto; gli altri valori invece sono espressi in parti per milione (ppm) in volume poiché i componenti sono gas e quindi completamente solubili nel flusso gassoso.

Tabella 4 - *Tipici valori di emissioni in un impianto BIG-CC*

La figura 19 indica le prestazioni ambientali di cinque impianti industriali di gassificazione riguardanti concentrazione di furani e diossine nel gas di sintesi ottenuto. Tutti gli impianti sono almeno un 75% sotto i limiti di legge.

Figura 19 - Concentrazione di diossine e polifurani nel gas di sintesi prodotto da 5 gassificatori

Per quel che riguarda gli inceneritori, l'impianto di Lomellina (tabella 5) ha sistemi di depurazione, che lasciano nel gas di uscita tenori di sostanze nocive sotto i limiti imposti dall'attuale legislazione.

Tabella 5 - *Confronto tra emissioni di un inceneritore e limiti di legge*

EFFETTI AMBIENTALI INDIRETTI

Alcuni effetti ambientali indiretti, dovuti ai processi di trattamento di biomassa, digestione, incenerimento e gassificazione, per ricavare energia, sono insiti nella locazione scelta per l'impianto stesso, come il cambio di destinazione da agricolo a industriale con un evidente cambiamento nella destinazione e nel godimento dell'area prescelta.

Vi sono problemi legati al trasporto che si evidenziano nel caso in cui la località prescelta non è raggiungibile perché decentrata, e quindi occorre allacciare l'impianto costruendo strade e/o ferrovie trasformando in parte l'ambiente circostante la fabbrica. Inoltre il trasporto è un'attività che consuma energia, che va considerata nel redigere il bilancio energetico netto dell'impianto. Questo elemento è considerato nell'analisi economica qui fatta sottraendo al ricavo dell'energia venduta la spesa per il trasporto che può inoltre accrescere l'inquinamento locale con la produzione di polveri sottili

Un altro importante problema, relativo al trasporto, è la diffusione nell'ambiente di polveri dovute alla frantumazione della biomassa trasportata. Questa può essere evitata o prendendo precauzioni come quella di coprire mediante teloni la biomassa durante la sua movimentazione, o utilizzando appropriati container. Per minimizzare in genere l'impatto dovuto al trasporto, si circoscrive l'area da cui proviene l'approvvigionamento per l'impianto, considerando al massimo una distanza di 100 – 120 km.

Non di meno preoccupante è l'uso di fitofarmaci per avere un'alta resa di biomassa per ettaro, obiettivo essenziale se si mira a un suo uso intensivo per la produzione d'energia, dati i problemi legati alla loro produzione e al loro utilizzo. Occorre che il loro effetto sulla biomassa sia ridotto moltissimo prima che quest'ultima sia utilizzata per produrre energia in modo da evitare nuovi inconvenienti.

CONFRONTO TRA LE MIGLIORI TECNICHE E TECNOLOGIE DISPONIBILI E STRATEGIE DI MIGLIORAMENTO

Dal punto di vista della tutela dell'ambiente i tre processi qui considerati per trattare la biomassa, hanno in comune i problemi a monte del processo vero e proprio, legati principalmente al trasporto e all'immagazzinamento della biomassa stessa

È opportuno ricordare che il processo d'incenerimento, secondo la tecnologia attualmente disponibile, è progettato per ottenere una combustione completa della carica in CO_2 e H_2O ; richiede un eccesso d'aria con formazione di un ambiente molto ossidante per raggiungere risultati ecologicamente validi e ha quindi un rendimento energetico molto basso.

Il processo di digestione anaerobica che produce biogas e materia prima per il compost, può essere considerato, riguardo al recupero energetico, un processo d'incenerimento, se la combustione del biogas è completa, o di "gassificazione" con ottenimento di gas di sintesi mediante ossidazione parziale del biogas. Molti dei suoi vantaggi e svantaggi, quindi, sono legati al trattamento del biogas per ottenere energia termica ed elettrica. E' un valido aiuto ai processi di trattamento termico, specie se si vuole utilizzare biomassa da rifiuti urbani non nocivi(*), perché permette di trattare rifiuti "umidi" e mandare al trattamento termico biomassa con una composizione adeguata.

La gassificazione che, come descritto, è un processo di recupero energetico da biomassa, è in grado di superare i limiti che il rispetto delle specifiche ambientali impongono all'incenerimento, specie per quel che riguarda la diossina, poiché non richiede post combustori, dato il suo ambiente riducente sfavorevole alla formazione di diossine e composti simili. Questo processo produce un gas che ha circa 80% dell'energia della biomassa, il doppio della resa energetica tipica dei processi d'incenerimento, giacché si può sfruttare, oltre al calore sensibile del gas prodotto, anche quello dovuto alle reazioni di ossidazione del gas di sintesi, ottenendo così un miglior rendimento nel trasformare l'energia termica in elettrica. Il gas prodotto può contenere come inquinanti HCl , H_2S e, seppure in misura minore, NO_x e deve perciò essere depurato, in appositi impianti. Sono sorti inoltre problemi nell'esercizio di alcuni gassificatori industriali relativi ai costi di produzione di gas di sintesi depurato da catrame data la difficoltà di controllo della produzione di catrami e la presenza di TOC (carbonio organico totale).

Il gassificatore a due stadi già menzionato, potrebbe essere la soluzione migliore per la trasformazione di biomassa di qualunque origine in energia.

Il gassificatore è stato estensivamente provato utilizzando CDR, da solo o in miscela con PVC (cloruro di polivinile), fluff automobilistico, biomassa, come olio di sansa e bagasso, (residuo della lavorazione della canna da zucchero). Nel caso di gassificazione con PVC è stata sperimentata la presenza di Na_2CO_3 o di composti con il calcio nel primo stadio per l'abbattimento d'inquinanti. I dati ottenuti gassificando CDR e PVC, presente fino al 20%, mostrano che Na_2CO_3 è efficiente per eliminare l'acido cloridrico formatosi, mentre, composti contenenti calcio, anche se più economici, non presentano sufficienti capacità dechloruranti. Il suo primo stadio può dunque essere efficacemente utilizzato nell'abbattimento di sostanze pericolose, quali il cloro, ottenendo concentrazioni residue nel gas uscente inferiori ai limiti di legge.

Questo reattore permette un'efficace gassificazione del fluff, perché evita, grazie al riempimento d'allumina del secondo stadio e alla temperatura di gassificazione tra 800 e 1000°C, la formazione di sostanze catramose di difficile smaltimento, permettendo un recupero d'energia facilmente riutilizzabile.

Nei processi di gassificazione di biomasse (sansa e bagasso), si è studiato in maniera particolareggiata l'effetto della presenza di sistemi catalitici per massimizzare, a fini energetici, l'energia termica uscente con il gas di sintesi. Realizzando, infatti, un riempimento opportuno, allumina o nichel su allumina, sono state trovate condizioni operative per le quali il processo di gassificazione è esente dalla formazione di sostanze catramose con un processo efficiente (95% del contenuto termico previsto termodinamicamente) a temperature di 850 °C.

Tenendo il primo stadio a temperature tali da permettere l'eliminazione del cloro senza evaporazione di NaCl (circa 600 °C), la quantità d'incombusto aumenta al passare dalla biomassa (olio di sansa), al CDR e poi a miscele di CDR + PVC e CDR + fluff. Si passa, infatti, da quantità trascurabili nel caso di biomassa, al 2% della sostanza da gassificare nel caso di CDR, a 3-4% se è presente CDR + PVC e Na₂CO₃ fino al 8-10% nel caso di CDR + fluff. Dai dati ottenuti si evince che la quantità d'incombusto diminuisce agendo, nel primo stadio, su temperatura, rapporto ossigeno iniettato / carica, concentrazione di Na₂CO₃ aggiunto, capace, oltre che eliminare il cloro, anche di catalizzare la gassificazione del residuo carbonioso. Da notare che, nel caso di CDR, la quantità d'incombusto è zero se la temperatura del primo stadio è 700 °C e quindi le cinetiche di combustione sono più rapide. In ogni caso questa quantità decresce all'aumentare dei tempi di utilizzo, per cui nei normali usi in continuo dei gassificatori industriali, dovrebbe essere ridotta.

Per quel che riguarda le perdite termiche, queste sono maggiori rispetto i convenzionali gassificatori monostadio, ma poiché il secondo stadio permette l'eliminazione di impianti di purificazione a valle, le perdite globali dei due sistemi, bistadio e monostadio + impianti di purificazione, o non si differiscono tra loro o il bistadio ha un piccolo vantaggio.

Le promettenti prestazioni fornite da prototipi necessitano di una verifica sperimentale attraverso la costruzione e la messa in marcia di impianti di dimensioni sempre maggiori, fino a raggiungere quelle di un impianto dimostrativo.

Confrontando la gassificazione, specie se operata da un gassificatore bistadio, con la tecnologia adesso imperante dell'incenerimento, si deduce che con la prima si produce un gas a più elevato potere calorifico facilmente usato negli impianti esistenti di produzione di energia termica ed elettrica, vapore e non necessita di impianti speciali per il controllo delle diossine e che, all'occorrenza può essere anche sfruttato, se esiste una convenienza economica, per produrre carburanti liquidi, composti chimici, idrogeno. I problemi relativi all'ambiente, dovuti al processo di gassificazione, sono minori e quindi esigono meno controlli e interventi di quelli necessari per un impianto d'incenerimento.

In conclusione, il confronto indica che la tecnologia migliore per ricavare energia è quella basata sulla gassificazione a due stadi coassiali. Un impianto valido è quello relativo alla digestione anaerobica seguita da ossidazione parziale del biogas ottenuto, nel caso di trattamento di biomasse da scarti umidi. Quest'ultima ha le stesse prestazioni di un impianto di gassificazione se le dimensioni dell'impianto sono tali da assicurare una potenza elettrica di almeno 40 MW.

CONCLUSIONI

La ricerca della migliore tecnologia dal punto di vista dell'ambiente e di processo, ha riguardato l'analisi della biomassa di origine agro - industriale

Dal paragone tra i due diversi processi di trattamento termico, incenerimento e gassificazione, emerge che minori costi e minore necessità di trattamento del gas di sintesi ottenuto e quindi minori possibilità d'impatto sull'ambiente, rendono la gassificazione con ossigeno il processo termico preminente.

La gassificazione, infatti, è condotta in ambiente riducente sfavorevole alla formazione di diossine e composti similari, ed è specificamente progettato per convertire la biomassa in gas di sintesi (CO e H₂), che ha circa 80% dell'energia della biomassa, il doppio della resa energetica tipica dei processi d'incenerimento, giacché si può sfruttare, in questo caso, oltre al calore sensibile del gas prodotto, anche quello dovuto alle reazioni di ossidazione del gas di sintesi. Il gas prodotto può tuttavia contenere come inquinanti HCl, H₂S e, seppure in misura minore, NO_x e deve perciò essere depurato, in appositi impianti a valle. Il punto debole di un processo di gassificazione è il controllo della produzione di catrami e la presenza di TOC nel gas di sintesi prodotto, che ha dato problemi nell'esercizio di alcuni gassificatori industriali relativi ai costi di separazione e produzione di gas di sintesi depurato da catrame, ma la progettazione di gassificatori a due stadi sembra superare questo problema.

Da un punto di vista ecologico, paragonando tra loro biomasse di diversa origine, occorre considerare che la biomassa ha problemi legati ad immagazzinamento e trasporto inferiori di quelli derivati dai rifiuti e, nel processo di trasformazione, si devono affrontare problemi più lievi specie per quel che riguarda il trattamento delle ceneri. Lo svantaggio della biomassa rispetto al rifiuto è la necessità di ampie superfici per produrla.

Nell'analisi delle prestazioni economiche per il trattamento della biomassa per ottenere energia, si sono presi in considerazione solo i processi di gassificazione e di digestione anaerobica con conseguente ossidazione parziale del biogas ottenuto e formazione del relativo compost riferendoci a precedenti studi sul trattamento di RSU tal quali.

Il prezzo di vendita dell'energia elettrica prodotta è stato preso come parametro per la valutazione del successo economico di un processo, giacché ha dimostrato di essere notevolmente il più importante.

Il processo di gassificazione con produzione di gas di sintesi e quindi di energia elettrica, è conveniente per tutte le taglie d'impianto considerate se il prezzo di vendita del kWh è almeno 0,10 €. È ancora conveniente quando il prezzo di vendita dell'energia è 0,06 €/kWh e l'impianto tratta almeno 150000 tonnellate l'anno (ovvero 20 -21 t/ora) di biomassa. Se il prezzo sale a 0,08 €/kWh, hanno validità economica solo gli impianti che trattano almeno 50000 tonnellate l'anno di biomassa (circa 7 t/ora).

Dato che il prezzo di vendita dell'energia elettrica da fonti tradizionali indica se è economicamente conveniente o no utilizzare biomasse, occorre tener presente che in zone isolate e difficilmente collegabili a una rete di distribuzione il prezzo di riferimento è elevato, per via degli alti costi dell'allaccio a reti esistenti. La taglia d'impianto che rende conveniente l'uso di biomassa per produrre energia elettrica dipende quindi dal costo di quest'ultima quando è ottenuta con metodi tradizionali che risulta tanto più alto quanto più è isolata l'utenza. Ciò significa che per utenze isolate anche impianti di piccola taglia possono essere economici mentre non lo sono

se la locazione non è difficilmente raggiungibile. Questa situazione è particolarmente calzante per le zone alpine ove esiste il doppio problema di fornitura di energia elettrica e allontanamento di scarti, problema brillantemente risolvibile con un affidabile sistema di gassificazione.

Riguardo alla digestione anaerobica, si osserva che questa è penalizzata poiché necessita di più impianti rispetto al processo di gassificazione della biomassa da qualsiasi fonte ottenuta. L'ammortamento rende competitivi gli impianti di digestione capaci di produrre almeno 25000 t/anno di biogas stante il prezzo dell'energia a 0,08 €/kWh.

L'aumento della taglia dell'impianto di digestione anaerobica non porta dunque subito benefici, poiché le ottimizzazioni, dovute all'effetto scala dell'impianto, non sono sufficienti a compensare i più alti costi d'investimento. Si ha quindi un minimo di convenienza economica che si sposta verso taglie d'impianto più grandi man mano che il prezzo del kWh diminuisce (figura 16).

Un confronto tra i due processi considerati per la biomassa, indica che questi ultimi sono equivalenti se si considera impianti con una potenza elettrica installata di almeno 40 MW. Nel caso del processo di digestione si devono però trattare oltre 700000 t/anno di biomassa, con relativa produzione di 280000 t/anno di compost, mentre sono sufficienti, nel caso del processo di gassificazione, 150000 t/anno di biomassa.

Dall'analisi economica e ambientale condotta, si può concludere che la gassificazione è la migliore tecnica disponibile per ricavare energia dalla biomassa. A questa tecnica si può affiancare la digestione anaerobica, con conseguente ossidazione parziale del biogas ottenuto.







RAPPORTI
105 / 2010