

I GEORGOFILI

Quaderni
2007-I



PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI BIOLOGICHE RINNOVABILI I- Le tecnologie

Firenze, 18 gennaio 2007

P
EDIZIONI POLISTAMPA

Con il contributo di



ENTE CASSA DI RISPARMIO DI FIRENZE

Copyright © 2008
Accademia dei Georgofili
Firenze
<http://www.georgofili.it>

Edizioni Polistampa
Via Livorno, 8/32 - 50142 Firenze
Tel. 055 737871 (15 linee)
info@polistampa.com - www.polistampa.com
Sede legale: Via Santa Maria, 27/r - 50125 Firenze

ISBN 978-88-596-0438-9

Responsabile redazionale: dott. Paolo Nanni

Servizi redazionali, grafica e impaginazione
SOCIETÀ EDITRICE FIORENTINA

Proprietà letteraria riservata

Supplemento a «I Georgofili. Atti dell'Accademia dei Georgofili»
Anno 2007 - Serie VIII - Vol. 4 (183° dall'inizio)

INDICE

FRANCO SCARAMUZZI <i>Saluto</i>	7
LUIGI BODRIA <i>Introduzione</i>	9
MARCO FIALA <i>Combustibili solidi di origine agricola: le biomasse legnose</i>	13
REMIGIO BERRUTO <i>Combustibili solidi di origine agricola: la granella di mais</i>	55
FRANCESCO FANTOZZI, DAVID CHIARAMONTI <i>Processi di conversione energetica delle biomasse di tipo termochimico</i>	71
SERGIO PICCININI, GIUSEPPE BONAZZI, CLAUDIO FABBRI, DANIELA SASSI, MARIANGELA SOLDANO <i>Biogas da effluenti zootecnici e da biomasse dedicate e di scarto</i>	127
GIOVANNI RIVA, ESTER FOPPA PEDRETTI, GIUSEPPE TOSCANO <i>Biocombustibili e biocarburanti: aspetti generali e tecnici della loro produzione e utilizzo</i>	163
FEDERICO RADICE FOSSATI <i>Prospettive di sviluppo delle fonti biologiche rinnovabili</i>	185
LUIGI BODRIA, FEDERICO RADICE FOSSATI <i>Conclusioni</i>	195

Saluto

A nome dei Georgofili porgo il saluto della nostra Accademia a tutti gli intervenuti alla odierna Giornata di Studio dedicata alle tecnologie per la “produzione di energia da fonti biologiche rinnovabili”.

Alla fine del secolo scorso (nel novembre 1999) in questa stessa sede si svolse una Giornata di Studio sul tema “Valorizzazione energetica delle biomasse agro-forestali”. Attraverso 17 relazioni presentate da una trentina fra i più qualificati esperti nazionali del settore, furono raccolte aggiornate informazioni sulle problematiche aperte dalle nuove possibilità di valorizzare biomasse per produrre energia. Poiché il termine “biomasse” sintetizza un complesso di materiali comunque di provenienza agricola (intesa questa nel suo significato più ampio), si stavano aprendo nuove prospettive per valorizzare produzioni o sottoprodotti agricoli come materiale di base per innovatrici filiere agro-industriali. Nel prendere coscienza di queste prospettive, il mondo dell’agricoltura ha infatti il diritto e dovere di essere artefice e non semplice spettatore di un processo evolutivo di così ampia portata.

Da allora un interesse crescente, a ritmi esponenziali, ha diffuso e sovrapposto un gran numero di informazioni, provocando anche qualche disorientamento per carenza di organicità.

I Georgofili hanno pertanto ritenuto opportuno continuare a offrire il proprio contributo su queste importanti tematiche, nel tentativo di chiarire le fattibilità applicative delle acquisizioni raggiunte. A questo scopo, ha costituito un proprio apposito Comitato Consultivo, presieduto dal prof. Pellizzi. Dopo alcune preliminari riunioni organizzative, questo Comitato ha suddiviso la propria attività in tre Gruppi di lavoro, rispettivamente coordinati dai proff.

* *Presidente dell'Accademia dei Georgofili*

Bodria, Mosca e Giau, affidando a ciascuno una delle tre tematiche riguardanti gli aspetti tecnologici, agronomici e strategici. Dopo circa un anno di lavoro il primo dei Gruppi presenta in questa Giornata di Studio i risultati delle indagini sulle molteplici tecnologie disponibili, in rapporto ai prodotti energetici che si intende ottenere.

È già fissato per il 15 febbraio p.v. la seconda Giornata di Studio dedicata ai risultati del Gruppo di lavoro sulle biomasse disponibili o producibili. Nei prossimi mesi di maggio o giugno sarà fissata la data per la presentazione dei risultati del terzo Gruppo, cioè quello sulle strategie perseguibili.

Confidiamo che lo sforzo compiuto possa essere apprezzato per quello che intende offrire: non una esauriente trattazione della vasta e complessa materia, ma un contributo a un suo organico inquadramento nelle prospettive. D'altronde, la ricerca scientifica e lo sviluppo tecnologico, sia pubblico che privato, sono in continuo progresso e occorrerà quindi seguire da vicino l'evolversi di ciascuna delle possibili applicazioni. È nostro particolare interesse e impegno quello di cercare di favorire la nascita di moderne ed efficienti filiere che partano dalle biomasse e coinvolgano quindi direttamente le attività agricole, come base per l'ottenimento di prodotti energetici.

Ringraziando vivamente i relatori e augurando a tutti un proficuo lavoro prego il prof. Pellizzi di voler assumere la presidenza.

LUIGI BODRIA*

Introduzione

Le importanti alterazioni climatiche imputate al massiccio impiego di combustibili fossili hanno rinnovato, dopo un lungo periodo di stasi, l'interesse verso lo sviluppo di fonti energetiche alternative che è così uscito dall'ambito dei buoni propositi trasformandosi – con grande vivacità, ma anche molta confusione – in una non più dilazionabile scelta strategica.

In questo quadro di generale e rinnovato interesse verso le differenti risorse energetiche, le biomasse sono chiamate a giocare un ruolo strategico di particolare rilevanza per due ordini di ragioni.

Da un lato, infatti, esse costituiscono la principale risorsa dalla quale è attualmente possibile ottenere combustibili liquidi in grado di sostituire, o comunque ridurre, l'uso di benzina e gasolio per l'alimentazione dei mezzi mobili, ritenuti i principali responsabili dell'emergenza ambientale nelle grandi città.

In secondo luogo, trattandosi di una fonte rinnovabile che vede nel settore agro-forestale il proprio bacino di produzione primaria, le biomasse offrono al sistema agricolo una importante opportunità di differenziazione produttiva, a completamento e integrazione delle colture tradizionali che sempre più sono soggette alle limitazioni imposte dalle politiche agricole dell'Unione Europea.

Un recentissimo studio commissionato dal G8 all'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) che coordina le politiche energetiche dei Paesi OCSE, *Energy Technology Perspective - scenarios and strategies to 2050*, ha evidenziato come in assenza di drastici interventi correttivi avremo aumenti di 2,5 volte del gas serra, consumi di carbone triplicati e incrementi del 138% e 65% rispettivamente del consumo di gas e petrolio.

* Istituto di Ingegneria Agraria, Università degli Studi di Milano

Lo studio individua tre azioni determinanti per modificare la tendenza in atto mantenendo ai livelli attuali le emissioni di CO₂ e rallentando fortemente la domanda di energia fossile:

- il miglioramento dell'*efficienza energetica* nei trasporti, nell'industria e nell'edilizia che può ridurre emissioni dal 31 al 53%;
- una significativa "*decarbonizzazione*" della generazione di energia elettrica con una quota del 39% da biomassa, oltre a impianti tradizionali con sequestro della CO₂ e ove possibile nucleare di nuova generazione;
- uso di *biocomustibili nei trasporti stradali*.

Il recente *Piano d'azione per la biomassa* della Commissione della Comunità Europea indica un ampio mix di misure per favorire l'impiego e ridurre le barriere economiche delle biomasse, con l'obiettivo di incrementare sostanzialmente il loro contributo energetico. Per l'Italia viene previsto nei prossimi dieci anni un incremento dell'energia da biomassa, dagli attuali 7 Mtep a 16 Mtep nel 2016.

Le possibili soluzioni connesse alla produzione di energia da fonti biologiche rinnovabili sono, però, numerose e molto diverse fra loro in funzione della natura della biomassa di partenza, delle tecnologie di trasformazione adottate e della destinazione finale dell'energia prodotta.

Il crescente interesse destato da tali nuove prospettive ha indotto l'Accademia dei Georgofili a organizzare un Gruppo di Studio, articolato in tre Sezioni con il compito di affrontare gli aspetti *tecnologici, agronomici e gestionali*, chiamato a formulare un'analisi completa delle possibili filiere, al fine di offrire una visione di sistema complessiva che consenta di eseguire scelte oculute ed economicamente vantaggiose.

In questa Giornata di Studio vengono riferite le indicazioni emerse dalla Sezione sulle tecnologie, che hanno evidenziato come la conversione energetica delle fonti biologiche rinnovabili offra un ampio ventaglio di scelte, che comportano sistemi e impianti di trasformazione differenti, sulle quali deve essere esercitata un'attenta azione di coordinamento e integrazione in funzione delle diverse possibilità e caratteristiche di ciascuna di esse.

Nell'ambito dei *processi termochimici*, la *combustione* costituisce senza dubbi la più promettente via per la produzione di energia elettrica da immettere in rete con grandi centrali, da un lato, e per il riscaldamento residenziale, sia a livello singolo, sia con sistemi centralizzati di teleriscaldamento, dall'altro.

La tecnologia, infatti, è semplice e poco costosa, mentre la biomassa legnosa proveniente dalla gestione delle foreste o da colture specifiche (Short Rotation Forestry) offre rendimenti elevati, dell'ordine delle 6-8 (tep/ha anno).

Già oggi sono operativi in Italia oltre 30 impianti, a elevata efficienza e

con contemporaneo recupero dell'energia termica (cogenerazione), con una potenza media di 10 MW, ciascuno dei quali richiede un bacino di produzione delle biomasse dell'ordine di 300-400 ha.

Prossimi alla maturità industriale sono la *gassificazione*, che consente di produrre energia elettrica in centrali di minori dimensioni a mezzo di motori a combustione interna, e la *pirolisi* che offre stimolanti prospettive per la produzione di combustibili liquidi cosiddetti di "seconda generazione", ottenuta utilizzando la biomassa legnosa come materia prima.

Diverso è lo scenario offerto dai processi di conversione *biochimici*, finalizzati alla produzione di combustibili liquidi o gassosi.

Il maggiore interesse è naturalmente rivolto ai primi che, come detto, consentono di ottenere biocarburanti liquidi per autotrazione e, pertanto, hanno una forte valenza ambientale.

In ambito europeo vi è una certa preferenza verso la produzione di biodiesel ottenuto da colture oleaginose, con valori medi di resa energetica di 1-1,8 tep/ha, mentre la produzione di bioetanolo, verso la quale sono maggiormente orientati gli Stati Uniti e i Paesi del Sud America, consente una più elevata resa energetica, dell'ordine dei 2-2,5 tep/ha, e offre un maggior margine di riduzione dei costi grazie alle possibili economie di scala realizzabili al crescere delle dimensioni degli impianti.

Di contro, però, le colture oleaginose destinate a biodiesel consentono anche soluzioni impiantistiche più semplici, atte alla produzione aziendale di olio da destinare ai consumi energetici interni all'azienda stessa.

Per quanto riguarda, invece, la *fermentazione anaerobica* per la produzione di biogas, si è avuto nei tempi recenti un radicale mutamento della filosofia operativa del processo. Si è passati, infatti, dalla sua originale funzione di recupero energetico delle deiezioni zootecniche a fini aziendali, a una più articolata funzione di processo finalizzato alla produzione e alla vendita di energia.

A mezzo della co-digestione di colture energetiche (e/o residui organici in generale) miscelate con deiezioni zootecniche è possibile, infatti, ottenere un rilevante incremento delle produzioni unitarie di biogas, che possono giungere sino a valori di 4-6 tep/ha, configurando così l'azienda agricola come unità decentrata di produzione di energia nella quale il biogas prodotto viene trasformato, mediante un impianto di co-generazione, in energia termica a servizio del digestore e della azienda, e in energia elettrica da vendere alla rete.

A tale fine sono in genere utilizzati sistemi di cogenerazione basati su specifici motori alternativi a gas, ma sono state recentemente sviluppati anche cogeneratori a turbina che forniscono migliori prestazioni in termini di costi di manutenzione e di vita utile.

Tale soluzione ha suscitato un grande interesse nelle aree a vocazione zootecnica, sulla scia di quanto già avvenuto in Germania, ma comporta un forte impegno finanziario da parte dell'azienda per la realizzazione degli impianti e richiede un'attenta analisi delle condizioni ambientali per lo smaltimento del digerito che mantiene inalterato il proprio contenuto di azoto.

Ne emerge come le biomasse non costituiscono una soluzione univoca ai problemi energetici e ambientali, bensì si delinea un quadro di possibilità ampio e articolato che evidenzia come la produzione di energia da fonti biologiche richiede l'analisi e l'armonizzazione di diverse opzioni, ciascuna delle quali gioca un proprio specifico ruolo che deve essere inserito opportunamente e armonicamente nel sistema agricolo del Paese.

Nello specifico si possono individuare due grandi settori di intervento. Un primo settore basato su grandi impianti industriali per la produzione di energia elettrica da combustione di prodotti legnosi e di carburanti liquidi (bioetanolo e biodiesel), in cui l'agricoltura gioca il ruolo di *fornitore di materia prima*.

Un secondo settore, forse più interessante, in cui l'azienda agricola può svolgere la funzione attiva di *produttore di energia* e che fa riferimento alla produzione aziendale di energia elettrica da biogas e di olio vegetale per l'alimentazione di motori a circuito corto.

Una volta definite le possibilità delle tecnologie disponibili, occorrerà, da un lato, valutare con grande attenzione le superfici che il nostro terreno agrario sarà in grado di destinare, senza squilibri, al nuovo *prodotto energia* e, dall'altro, definire le necessarie garanzie economiche per consentire agli agricoltori di affrontare serenamente e senza rischi le importanti trasformazioni necessarie per inserire l'energia nella nostra produzione primaria.

MARCO FIALA*

Combustibili solidi di origine agricola: le biomasse legnose

I. ENERGIA E AGRICOLTURA

La possibilità di ricorrere alle bio-energie, argomento già dettagliatamente studiato negli anni '80 e per lungo tempo lasciato in disparte, è tornato prepotentemente alla ribalta a seguito del continuo aumento del prezzo del greggio registratosi in questo ultimo biennio.

Nel più ristretto ambito dell'agricoltura, settore direttamente coinvolto nella filiera delle bio-energie, la situazione di crisi in cui sono caduti alcuni prodotti convenzionali costituisce un motivo forte per guardare alla produzione di bio-combustibili come una possibile diversificazione delle produzioni e come elemento di multi-funzionalità, aspetto cardine delle nuove politiche agricole comunitarie.

Come spesso accade per le tematiche di grande respiro e di tipo multi-settoriale, quella della bio-energia ha registrato uno sviluppo impetuoso, alimentato da una lunga serie di interventi e di iniziative che – presentando l'argomento nei suoi diversi aspetti o divulgando i risultati di sperimentazioni svolte nell'ambito delle diverse filiere agro-energetiche – da un lato, hanno permesso agli agricoltori di conoscere interessanti possibilità e di evidenziare nuove prospettive di mercato ma, dall'altro, hanno anche sollevato qualche interrogativo.

Infatti, in un settore che vede messa in discussione la redditività di alcune colture alimentari, gli operatori denunciano grande incertezza nell'indirizzarsi verso l'agro-energia, facendo fatica a individuare – nella moltitudine di proposte apparentemente tutte vantaggiose messe loro a disposizione – quale sia

* *Istituto di Ingegneria Agraria, Università degli Studi di Milano*

la “svolta produttiva” da imprimere all’azienda agricola. È più che normale, del resto, che tale svolta, per essere convincente, debba dimostrarsi tecnicamente percorribile, inserirsi e sostenersi in un mercato reale e, soprattutto, assicurare una *ragionevole redditività*.

Nel variegato panorama che compone il binomio energia-agricoltura, certamente un ruolo di spicco compete all’uso di *biomasse legnose*, direttamente o indirettamente, prodotte nell’azienda.

L’attività agricola può, infatti, rifornire filiere legno-energia producendo bio-combustibili principalmente derivanti da:

- *Culture Arboree* (CA), sottoforma di residui derivanti da interventi di potatura;
- *Culture Legnose a Rapido Accrescimento* (CLRA), sottoforma di tronchi e ramaglia.

In ambito rurale si rendono disponibili altre biomasse interessanti per la loro valorizzazione energetica, cioè quelle che – sottoforma di tronchi e ramaglia – derivano da:

- *Piantagioni Lineari* (PL), frangivento e siepi da legna che delimitano gli appezzamenti coltivati e fasce tampone lungo i fossati;
- *Alvei Fluviali* (AF), vegetazione spontanea sottoposta a taglio periodico di manutenzione o materiale depositato in seguito a piene o eventi alluvionali;
- *Formazioni Arboree Riparali* (FAR), specie arboree igrofile sottoposte a periodici tagli di diradamento o utilizzazione.

2. BIOMASSE LEGNOSE: FILIERE E ATTUALI IMPIEGHI

In termini generali, per le biomasse legnose di origine agricola si possono prospettare *due tipologie* di filiere energetiche:

- *filieri agricole* (o filiere aziendali) che comportano il *consumo interno* del bio-combustibile al fine di produrre *prodotti energetici a elevato valore aggiunto*, quali: la generazione/vendita di Energia Termica (ET) o Energia Elettrica (EE), la produzione/vendita di pellet, la fornitura “servizi energetici” da offrire ad acquirenti esterni;
- *filieri agro-industriali* che comportano la *produzione e fornitura* del bio-combustibile destinato a impianti di combustione consortili dedicati alla produzione di ET, EE o ET+EE (cogenerazione).

Le prime si basano su soluzioni e impianti di piccola potenza – ancora poco reperibili nel mercato delle tecnologie di conversione energetica delle

biomasse legnose – e sulla capacità di costituire “aggregazioni aziendali”; peraltro, la valorizzazione dell’energia, permette di ipotizzare redditività sulla carta interessanti, ma le reali possibilità di realizzazione sono ancora legate al superamento di molti vincoli, anche di natura normativa.

La realizzazione delle seconde appare, viceversa, meno complessa facendo riferimento a impianti di taglia medio-elevata; in esse, tuttavia, il settore agricolo, nelle vesti di mero fornitore di materia prima di norma escluso dai benefici della valorizzazione dell’energia, si trova a essere in una situazione di “sudditanza”, caricandosi dei nodi relativi alla *collocazione sul mercato del prodotto* e della sua *redditività*, aspetti che risulterebbero meno impattanti con l’applicazione di specifiche misure di riconoscimento e promozione della filiera.

Escludendo i numerosissimi dispositivi (caldaie, stufe, caminetti) dedicati alla copertura dei fabbisogni termici domestici (10-50 kW_t, per riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria), di norma alimentati manualmente con *legna in ciocchi* o *tronchetti* (a consumi stimati in 14-16 Mt_q/anno; tq = tal quale), gli impianti a biomasse legnose funzionanti nel nostro Paese si possono suddividere in:

- 42 impianti di combustione per la produzione centralizzata di ET, distribuita mediante apposita rete interrata e coibentata (teleriscaldamento) a utenze domestiche e/o collettive (tab. 1). Tali impianti (circa 230 MW_t complessivamente installati) sono prevalentemente ubicati nelle Regioni settentrionali, utilizzano *legno cippato di qualità*, proveniente da scarti di lavorazione (segherie, industria del legno) e dal settore forestale. La potenza è compresa tra 2 e 10 MW_t e i rendimenti raggiungono il 75-85%; in alcuni casi si attua la cogenerazione, con produzione (mediante ciclo Rankine a fluido organico; ORC) di EE soprattutto nei mesi estivi, migliorando il rendimento complessivo e la redditività dell’impianto;
- 31 impianti di combustione di grande potenza dedicati alla produzione di EE (tab. 2). Con circa 320 MW_e complessivamente installati, sono distribuiti in tutte le zone di Italia; presentano taglie di 5-20 MW_e (rendimento 15-20%) e sono alimentati da *miscele di biomassa*, di norma composte da *scarti di lavorazione* e *legno cippato di modesta qualità* proveniente da vari settori o importato;
- poche unità di *gassificazione* di bassa potenza dedicati alla produzione di EE (50-400 kW_e; rendimento 18-20%), generalmente ubicati in situazioni produttive caratterizzate da buona disponibilità di bio-combustibili legnosi con tenori di umidità minori del 20% (scarti di lavorazione, legno cippato di diversa provenienza).

I consumi assoluti di biomassa legnosa correlati all’attuale panorama

LOCALITÀ	CALDAIE A BIOMASSA		POTENZA TERMICA	SVILUPPO RETE	UTENZE ALLACCIATE	ENERGIA TERMICA	CONSUMO BIOMASSA	GASOLIO EVITATO	CO ₂ EVITATA
	n.		MW _t	m	n.	MWh _t	mst	t/anno	t/anno
Verzuolo (CN)	2		5,9	3800	27	7282	17230	867	2690
Ormea (CN)	2		3,9	3500	82	1869	3600	267	830
Pollein (AO)	2		5	2500	21	2600	6340	312	830
Morgex (AO)	2		5	4000	115	8500	20500	1020	2750
Tirano (SO)	3		20	20000	340	23539	53490	2950	8300
Sondalo (SO)	2		10	12400	230	11221	30100	1400	3800
Leini (TO)	1		5	2500	14	1840	4420	220	680
Castellamonte (TO)	2		9	6650	58	10000	17000	1250	3350
Cavalese (TN)	2		9	25000	460	22500	43000	2800	7330
S. M.Castrozza (TN)	2		8	11300	108				
Cantalupo Lig.(AL)	3		2,1	1000	8	1500	3200	190	530
Sellero (BS)	1		11	13000	360				
Rasun (BZ)	2		5	13000	234	12000	20400	1100	3000
Valdaora (BZ)	2		8	16000	388	21000	35700	1920	5250
La Villa (BZ)	2		4	5900	240	15400	26180	1410	3850
S. Candido (BZ)	1		3	150	11				
Verano (BZ)	2		1,6	2500	84	2000	3400	180	500
Naturno (BZ)					10	3000	5100	270	750
Terento (BZ)	1		1	1100	55	2400	4080	220	600
Dobbiaco (BZ)	3		15,7	14000	615	44500	75650	4080	11120
Anterselva (BZ)	2		3,4	4100	119	5200	8840	470	1300
Rodengo (BZ)	1		0,85	850	17				

Tab. 1 Caratteristiche impianti di teleriscaldamento a biomassa al 2003 (Fiala, 2005 e ITABIA, 2003) (Segue)

LOCALITÀ	CALDAIE A BIOMASSA		POTENZA TERMICA	SVILUPPO RETE		UTENZE ALLACCIATE	ENERGIA TERMICA	CONSUMO BIOMASSA	GASOLIO EVITATO	CO ₂ EVITATA
	n.	MW _t	m	n.	MWh _t	mst	t/anno	t/anno	t/anno	t/anno
Valles (BZ)	2	4	7500	85	7000	11900	640	1750		
N. Ponente (BZ)	1	0,84	1000	14	1600	2720	140	400		
Valle Aurina S.G. (BZ)				45	1600	2720	140	400		
Valle Aurina L. (BZ)				25	2300	3910	210	570		
Castelfratto (BZ)	1	0,85	160	12	1800	3060	160	450		
S.Pancrazio (BZ)	2	1	1800	42	2300	3910	210	570		
Val D'Ultimo (BZ)	2	2,2	4600	75	4900	8330	440	1220		
Brunico (BZ)	4	34	97000	2000	100000	170000	9180	25000		
Valdoies (BZ)	2	5,5	13200	130	10000	17000	910	2500		
Moso (BZ)	2	2,7	950	33	2000	3400	180	500		
Sluderno (BZ)	2	3,2	7000	448	11500	19550	1050	2870		
Sarentino (BZ)	2	4,5	4000	55	7500	12750	680	1870		
Prato Selvio (BZ)	2	2,4		325	5300	9010	480	1320		
Solda (BZ)	3	8	8700	106	14500	24650	1330	3620		
Malles (BZ)				41	6000	10200	550	1500		
Monguelfo (BZ)		5,5		400	14000	23800	1280	3500		
Lasa (BZ)				460	12000	20400	1100	3000		
Vipiteno (BZ)				900	32500	55250	2980	8120		
Sesto (BZ)	2	9		440	20000	34000	1830	5000		
Laces (BZ)				400	7000	11900	640	1750		
ITALIA (42 imp.)		220	309160	9632	460000	827000	45000	123000		

Tab. 1 Caratteristiche impianti di teleriscaldamento a biomassa al 2003 (Fiala, 2005 e ITABIA, 2003)

LOCALITÀ	COMBUSTIBILE	BIOMASSA	POTENZA NETTA
		%	MW _e (*)
Airasca (TO)	Cippato	100	14,6
Vercelli (VC)	Lolla riso, cippato	100	6,8
Crova (VC)	Lolla riso, cippato	100	6,7
Verzuoll (CN)	Scarti legnosi forestali, pulper cartiera	60	3,1
Pavia (PV)	Lolla riso, cippato CLRA	100	6,7
Lomello (PV)	Lolla riso	100	3,6
Valle Lomel. (PV)	Lolla riso, polietilene da serre	60	3,0
Sustinente (MN)	Cippato	100	6,0
Castiraga V. (LO)	Pulper cartiera, RD	30	1,1
Brescia (BS)	Scarti legnosi, vinacce esauste	100	15,0
Ospitale C. (BL)	Scarti legnosi (industriali, agro-forestali)	100	20,0
Castellavazzo (BL)	Scarti legnosi (vergini e trattati)	80	4,0
Manzano (UD)	Scarti legnosi industriali, CDR, plastiche RD	20	0,5
Bando Argenta (FE)	Scarti legnosi (industriali, agro-forestali)	100	22,5
Faenza Tamp1 (RA)	Farine vegetali	100	9,0
Faenza Tamp2 (RA)	Cippato, vinacce e buccette	100	14,0
Faenza Caviro (RA)	Noccioli, vinacce e buccette, biogas	100	3,2
Scarlino (GR)	Scarti legnosi (industriali, agricoli), sanse, vinaccioli	100	18,0
Terni (TR)	Biomassa, pulper cartiera	50	6,3
Terni Printer (TR)	Biomassa	100	3,5
Termoli (CB)	Cippato, scarti legnosi (industriali, agricoli), vinaccioli, pastazzo agrumi	100	14,6
Pozzili (IS)	Cippato, residui frutta secca, sanse esauste, scarti legnosi	100	14,0
Maglie 1 (LE)	Sanse esauste, farine animali, CDR	50	1,5
Maglie 2 (LE)	Sanse esauste, farine animali, CDR	50	1,5
Modugno (BA)	Sanse esauste, cippato	100	3,9
Monopoli (BA)	Sanse esauste, cippato	100	8,6
Crotone (KR)	Scarti legnosi (industriali, agro-forestali)	100	22,5
Cutro (KR)	Scarti legnosi (industriali, agro-forestali)	100	16,0
Strongoli (KR)	Scarti legnosi (industriali, agro-forestali)	100	44,0
Rossano C. (KR)	Sanse esauste	100	4,2
Rende (CS)	Scarti legnosi (industriali, agro-forestali), sanse esauste	100	13,3
ITALIA (31 impianti)		88	312
(*) derivante dall'apporto della quota di biomassa presente nel combustibile			

Tab. 2 *Impianti di media-elevata potenza per la produzione di EE da biomasse solide al 2003 (ITABIA, 2003)*

TIPO IMPIANTO	N.	LOCALIZZAZIONE	ENERGIA	POTENZA	CONSUMO BIOMASSA Mt_{tq}/anno
Teleriscaldamento	42	Nord Centro Sud	42 - - ET ET + EE	220 MW_t 20 MW_e	Nord 0,21 Centro - Sud -
Centrali a bio- massa dedicate	31	Nord Centro Sud	17 5 9 EE	320 MW_e	Nord 1,28 Centro 0,75 Sud 2,14
Co-combustione carbone	13	Nord Centro Sud	7 2 4 EE	450 MW_e	Nord 1,59 Centro 1,12 Sud 2,05
Riconversione zuccherifici	7	Nord Centro Sud	4 1 2 ET + EE	70 MW_e	Nord 0,53 Centro 0,20 Sud 0,29
TOTALE	93	Nord Centro Sud	70 8 15	220 MW_t 860 MW_e	Nord 3,61 Centro 2,07 Sud 4,48 ITALIA 10,16

Tab. 3 *Stima dell'attuale consumo di biomasse legnose in Italia (Pari, Rossi, Gallucci, 2006 e successive elaborazioni)*

impiantistico sono cospicui (circa $4,4 Mt_{tq}/\text{anno}$) e risulteranno sensibilmente più consistenti (circa $10,2 Mt_{tq}/\text{anno}$) se verranno attuati alcuni piani strategici di recente formulazione: in particolare, quello di rifornire alcune centrali elettriche a carbone (realizzando una co-combustione con il 5% di bio-combustibile) e quello di convertire alcuni ex-zuccherifici in centrali dedicate a biomassa (tab. 3).

In termini indicativi, per avere immediata percezione della biomassa necessaria per alimentare le varie tipologie impiantistiche e, quindi, delle dimensioni della *superficie del bacino di approvvigionamento*, si possono considerare i seguenti *consumi specifici* di bio-combustibile (ss = sostanza secca):

- $0,25 t_{ss}/MWh_t$ in impianti di combustione per ET;
- $1,10 t_{ss}/MWh_e$ in impianti di combustione per EE;
- $1,05 t_{ss}/MWh_e$ in impianti di gassificazione per EE.

Nel computo della domanda di biomassa legnosa, non va poi trascurato il settore della produzione del *pellet*, bio-combustibile di qualità che ha ormai raggiunto consumi interni di $0,3-0,4 Mt_{tq}/\text{anno}$ e che, per la sua facilità di distribuzione e impiego, sta riscuotendo un crescente successo nel riscaldamento domestico mediante caldaie e stufe di piccole dimensioni. Il pellet viene prevalentemente prodotto nelle Regioni dell'arco alpino a partire da scarti della lavorazione del legno disponibili in loco o, considerata la crescente domanda, importati (Slovenia, Austria, Francia).

Considerato che la maggior parte delle filiere legno-energia hanno fino-

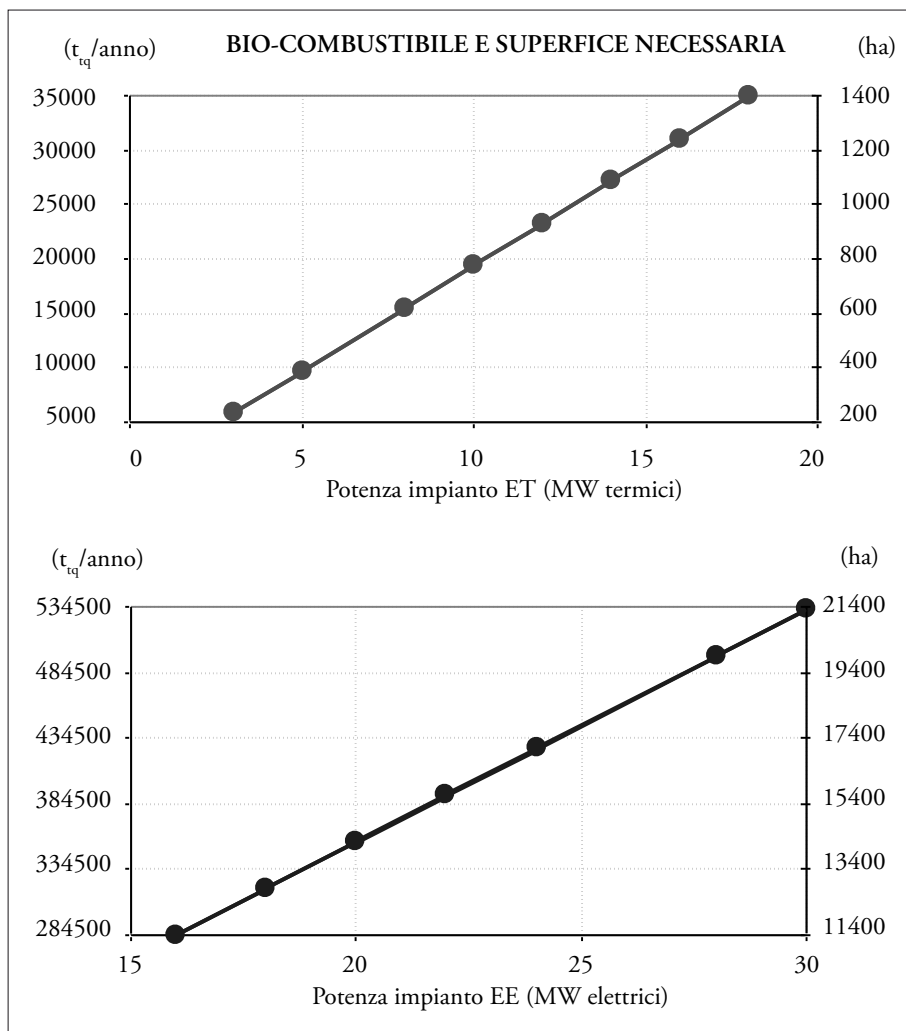


Fig. 1 Quantità di bio-combustibile (t_q /anno) e superficie necessaria (ha) per alimentare impianti di combustione di diversa potenza finalizzati alla produzione di ET (sopra) o di EE (sotto). Si sono ipotizzati: produzione e umidità del bio-combustibile rispettivamente pari a $25 t_q$ /ha e 50%; funzionamento dell'impianto di 3500 e 7200 h/anno nel caso di produzione, rispettivamente, di ET e di EE

ra individuato nel *legno usato*¹, piuttosto che in biomasse legnose importate finanche da Paesi extra-europei, le principali fonti di approvvigionamento,

¹ Termine impiegato nella "Raccomandazione CTI, Biocombustibili: specifiche e classificazione" con il quale si intende «manufatti e prodotti legnosi, o loro parti, al termine del loro ciclo di utilizzo primario trattati o non, analogamente ai residui e sottoprodotti dell'industria di lavorazione del legno».

porre maggiore attenzione all'impiego dei bio-combustibili legnosi di origine agricola può risultare interessante e vantaggioso.

Nel caso delle filiere agro-industriali in cui, di norma, il beneficio della valorizzazione dell'energia non ricade nel settore agricolo, questa prospettiva va, tuttavia, attentamente valutata in quanto, allo stato attuale, *il valore di mercato del bio-combustibile può non coprire il suo costo di produzione.*

La biomassa a destinazione energetica rappresenta ancora un prodotto a cui viene riconosciuto scarso valore aggiunto e, conseguentemente, il successo della filiera dipende dalla possibilità tecnica di ottenere rese produttive elevate al minor costo di produzione possibile.

Come noto, la soluzione del problema è articolata dovendo coniugare molteplici aspetti: la messa a punto e la disponibilità di una idonea meccanizzazione, la capacità e la volontà di pianificare il territorio, la scelta di appropriate strategie in campo energetico e l'attuazione di moderne e appropriate politiche agricole, la definizione di norme specifiche, l'individuazione di equilibrati interventi di incentivazione e supporto.

3. BIOMASSE LEGNOSE: IL POTENZIALE E LE POSSIBILITÀ DI RECUPERO

3.1 *Residui di potatura da Colture Arboree (CA)*

Si tratta di *sottoprodotti colturali*, abbandonati a terra nell'interfilare, derivanti da interventi cesori atti a dare forma e bilanciare piante allevate in vari sistemi e sestì di impianto. Le specie interessate sono: *vite*, *olivo* diffuse in tutta la penisola con forme di allevamento assai diversificate, nonché tutti i *fruttiferi* (melo, pero, pesco, susino, ecc.) diversamente distribuiti nelle Regioni italiane.

La *massa producibile* (t_{tq}/anno) di residui è influenzata da numerosi fattori colturali, il principale dei quali è la forma di allevamento che determina l'intensità della potatura; tale quantità va poi sempre correlata a vincoli e valutazioni connesse al territorio interessato alla applicazione della filiera energetica che conducono, da un lato, alla *massa disponibile* (t_{ss}/anno) e, dall'altro, alla ottimizzazione della gestione del residuo in termini logistici (trasporto, stoccaggio).

Le tabelle 4 e 5 riportano, diversamente aggregati, la *massa disponibile* di residui di potatura e il corrispondente *equivalente energetico* ($ktep/\text{anno}$) nell'ipotesi di raccogliere il 70% della massa producibile. Questi dati numerici rappresentano la sintesi di un foglio di calcolo appositamente predispo-

SPECIE	SUPERFICIE TOTALE	MASSA DISPONIBILE	EQUIVALENTE ENERGETICO
	ha	t _{ss} /anno (\$)	ktep/anno (#)
Olivo	1.168.616	1.116.576	470,7
Vite da tavola	71.676	117.984	49,7
Vite da vino	714.987	849.068	358,0
Agrumi	170.439	564.911	238,2
Pesco	61.998	128.544	54,2
Nettarine	32.936	67.748	28,6
Mandorlo	83.318	90.442	38,1
Nocciolo	68.867	70.795	29,8
Melo	61.696	161.669	68,2
Pero	42.661	112.694	47,5
Ciliegio	29.302	28.063	11,8
Actinidia	23.678	52.521	22,1
Albicocco	19.266	33.386	14,1
Susino	14.464	26.939	11,4
TOTALE	2.563.904	3.421.341	1.442,4
(\$) umidità media U = 45%; (#) Potere Calorifico Inferiore PCI = 18 MJ/kg _{ss}			

Tab. 4 *Residui di potatura: il potenziale energetico derivante dalla diverse CA nel 2005 (Fiala, 2006)*

sto su base provinciale che, a partire da: produzioni di prodotto principale², rapporto sottoprodotto/prodotto tipico di ciascuna arborea, umidità media del residuo di potatura, determina i quantitativi annui destinabili a filiere energetiche.

Dai dati riportati, si può osservare che:

- con produzione di residui variabile da 4,0 (vite) a 6,3 (actinidia) t_{tq}/ha-anno, umidità alla raccolta U = 45%, Potere Calorifico Inferiore PCI = 18,0 MJ/kg_{ss} e considerando un indice di recupero del 70%, l'equivalente energetico risulta di 0,57÷0,90 tep/ha-anno;
- anche nell'ottimistica ipotesi di recuperare quasi 3/4 dei residui di potatura complessivamente prodotti in Italia, l'equivalente energetico coprirebbe poco meno dell'1% del consumo energetico nazionale.

I residui di potatura – escludendo quelli con Ø > 4 cm vendibili (o auto-consumabili) come legna da ardere – di norma non possiedono alcun valore di mercato e la loro gestione si configura per l'agricoltore come una operazione obbligatoria, onerosa ed effettuata procedendo a triturazione (con trin-

² Dati ISTAT relativi all'annata agraria 2005.

REGIONE	SUPERFICIE TOTALE	MASSA DISPONIBILE	EQUIVALENTE ENERGETICO
	ha	t _{ss} /anno (§)	ktep/anno (#)
Piemonte	74.350	112.253	47,3
Valle d'Aosta	1.115	907	0,4
Lombardia	30.792	35.435	14,9
Trentino Alto Adige	43.883	117.902	49,7
Veneto	102.361	163.745	69,0
Friuli-Venezia Giulia	23.339	29.631	12,5
Liguria	17.785	11.518	4,9
Emilia-Romagna	140.053	265.901	112,1
Toscana	162.540	151.554	63,9
Umbria	42.013	45.374	19,1
Marche	32.535	37.993	16,0
Lazio	151.268	162.984	68,7
Abruzzo	85.337	108.274	45,6
Molise	21.904	23.389	9,9
Campania	168.402	231.143	97,4
Puglia	598.077	723.242	304,9
Basilicata	57.315	78.275	33,0
Calabria	249.849	366.448	154,5
Sicilia	466.921	675.162	284,6
Sardegna	84.296	80.211	33,8
ITALIA	2.563.904	3.421.341	1.442,4
(§) umidità media U = 45%; (#) Potere Calorifico Inferiore PCI = 18 MJ/kg _{ss}			

Tab. 5 *Residui di potatura: il potenziale energetico nelle Regioni italiane nel 2005 (Fiala, 2006)*

ciasarmenti accoppiati a trattori che trinciano grossolanamente la ramaglia e rilasciano il materiale nell'interfilare) ovvero a combustione diretta, previa rimozione e accatastamento a bordo campo, a mezzo di rastrelli raccoglitori accoppiati a trattori.

Il recupero delle ramaglie potate, presupposto per l'attuazione della filiera energetica, si attua con Macchine Operatrici (MO) specifiche, tutte caratterizzate dal fatto di aumentare la massa volumica del residuo tal quale (figg. 2 e 3).

Nella nostra agricoltura il recupero dei residui di potatura – nonostante l'evoluzione del mercato abbia messo a disposizione macchine robuste, impiegabili su ramaglia con $\varnothing < 3$ cm, con buone manovrabilità e produttività di lavoro – resta fortemente vincolato dalle condizioni operative che – soprattutto nei vigneti – per giacitura, forma degli appezzamenti e larghezze dell'interfilare, risultano frequentemente gravose e difficili da meccanizzare.




		
Balla: Cilindrica, $\varnothing = 140-160$ cm, 550-700 kg Trattore: 70-90 kW Addetti: 1 Produttività: 4,7-5,5 t_{iq}/h (olivo) Adatt. condizioni difficili: scarsa Carico balle: meccanico Qualità bio-comb.: ottima	Balla: Cilindrica, $\varnothing = 40-50$ cm, 30-40 kg Trattore: 20-30 kW Addetti: 1 Produttività: 1,2-2,0 t_{iq}/h (vite) Adatt. condizioni difficili: ottima Carico balle: manuale Qualità bio-comb.: ottima	Balla: Parallelepipedica, 45x30x60 cm, 15-20 kg Trattore: 30-40 kW Addetti: 1-2 Produttività: 1,5-2,0 t_{iq}/h (vite) Adatt. condizioni difficili: buona Carico balle: manuale Qualità bio-comb.: ottima

Fig. 2 *Principali caratteristiche delle raccogli-imballatrici per residui di potatura. Da sinistra: rotoimballatrice (a) a rulli (Welger); (b) leggera (Caeb); (c) imballatrice a stantuffo (Lerda)*

		
Massa raccogliabile: 150-350 kg Trattore: 60-70 kW Addetti: 1 Produttività: 1,0-1,5 t_{iq}/h (vite) Adatt. condizioni difficili: buona Carico cippato: meccanico Qualità bio-comb.: suffic.	Massa raccogliabile: 150-200 kg Trattore: 70-80 kW Addetti: 1 Produttività: 0,8-1,2 t_{iq}/h (vite) Adatt. condizioni difficili: buona Carico cippato: meccanico Qualità bio-comb.: buona	Massa raccogliabile: - kg Trattore: 45-50 kW Addetti: 1 Produttività: 1,1-1,8 t_{iq}/h (vite) Adatt. condizioni difficili: scarsa Carico cippato: pneumatico Qualità bio-comb.: ottima

Fig. 3 *Principali caratteristiche delle trincia-caricatrici per residui di potatura. Da sinistra: (d) macchina con contenitore di carico rigido (Berti); (e) macchina con contenitore di carico a sacco (big bag) (Nobili); (f) macchina con carico diretto pneumatico (Peruzzo)*

Se si considerano, poi, la frammentazione delle proprietà e la diffusa ridotta dimensione degli arboreti italiani, si comprende come le filiere legno-energia sostenute unicamente (o principalmente) da questo bio-combustibile siano realizzabili esclusivamente in particolari comprensori agricoli.

In casi diversi, stante la presenza nel territorio circostante di un impianto alimentato a biomasse legnose (teleriscaldamento, centrale termica, pellettificio ecc.), per tali residui è ipotizzabile un ruolo di “complemento” all’impiego di bio-combustibili di altra provenienza o natura.

Il ricorso a *raccogli-imballatrici*, sebbene poco agevole in terreni declivi e in filari ravvicinati nei quali risulta particolarmente oneroso il *carico* delle balle, offre alcuni vantaggi:

- la forma e le dimensioni omogenee delle balle permettono di ottimizzare i volumi di carico dei mezzi di trasporto impiegati nella movimentazione intra ed extra-aziendale;
- il residuo imballato – ancorché molto umido – non è soggetto a dannose fermentazioni e, senza il ricorso a strutture di stoccaggio particolari, può essere accatastato all’aperto per alcuni mesi durante i quali essicca naturalmente, aumentando sensibilmente il proprio Potere Calorifico Netto (indicativamente da 8,0 a 16,0 MJ/kg_{eq}).

Peraltro, la preparazione del bio-combustibile finale impone che i residui imballati siano sottoposti a un’ultima operazione, la *cippatura*, di norma attuata con macchine a punto fisso dislocate presso l’impianto di utilizzazione.

In alternativa alle imballatrici, sono commercialmente disponibili le *raccogli-trincia-caricatrici*, MO dotate di un rotore a martelli che trincia il materiale e lo convoglia verso un contenitore. Il loro impiego presenta il vantaggio di produrre il bio-combustibile nella forma finale (legno sminuzzato, pezzatura < 5 cm) in un *unico passaggio*, rendendo meno complesse le operazioni di recupero carico e trasporto intra-aziendale, soprattutto nel caso dei modelli dotati di contenitore rigido di dimensioni tali da essere scaricato nella testata del filare.

I limiti di impiego di queste MO risiedono nell’organizzazione dello *scarico-carico* dei residui sminuzzati e nella produzione di bio-combustibile di scarsa qualità (inquinamento da terra, pezzatura disomogenea) e fermentescibile.

Al riguardo se, da un lato *pick-up di raccolta* e *griglie di frantumazione* (posti, rispettivamente, prima e dopo il rotore di trinciatura) costituiscono dispositivi utili per migliorare la qualità del bio-combustibile, dall’altro, l’attacco microbico dei tessuti vegetali può essere ridotto solo svolgendo l’operazione il più tardi possibile dopo la potatura (2-3 mesi), ottenendo una preventiva diminuzione naturale dell’umidità residuale.

Particolarmente interessante per le prestazioni ottenibili è la soluzione recentemente immessa sul mercato in cui la *MO scarica pneumaticamente*, mediante tubo di lancio orientabile, i residui di potatura raccolti e sminuzzati. Lo scarico avviene direttamente su carro agricolo trainato dalla MO o da trattore che percorre il filare adiacente; la possibilità di impiego è, tuttavia, limitata ad appezzamenti di pianura con adeguati interfilari ($> 2,5$ m).

In tabella 6 si riportano le prestazioni delle MO rappresentate nelle figure precedenti, ottenute in prove sperimentali recentemente condotte in Italia su residui di potatura di vite e olivo.

3.2 Colture Legnose a Rapido Accrescimento (CLRA)

In questo caso non si ha a che fare con sottoprodotti, bensì con un *prodotto principale* derivato da specifiche colture energetiche, attuate con specie arboree polifonifere (in Italia la specie decisamente più studiata e più diffusa è il *pioppo*), ceduate con turni frequenti (1, 2 o 5 anni a seconda della tecnica colturale impiegata).

Sebbene le CLRA siano considerate le fonti di bio-combustibile legnoso più promettenti per l'Italia e siano state vigorosamente sostenute con l'applicazione di contributi specifici, nel 2005 occupano una superficie modestissima, poco più di 5200 ha, l'85% dei quali nelle sole Regioni Lombardia e Veneto.

Dai dati presentati in tabella 7, si può osservare che:

- con produzione di cippato variabile da 20 a 25 $t_{iq}/ha \cdot anno$ (a seconda del turno e delle condizioni colturali), umidità alla raccolta $U = 55\%$, $PCI = 18,8$ MJ/kg_{ss}, l'equivalente energetico risulta di $3,30 \div 4,15$ tep/ $ha \cdot anno$;
- l'incremento della domanda di bio-combustibili e dei contributi ottenibili

FASE OPERATIVA	VITE					
	MO (a)	MO (b)	MO (c)	MO (d)	MO (e)	MO (f)
	t_{iq}/h	t_{iq}/h	t_{iq}/h	t_{iq}/h	t_{iq}/h	t_{iq}/h
Raccolta	-	1,6	1,2	1,1	1,1	
Carico e trasporto intra-aziendale	-	1,0	0,5	0,6	1,0	1,3
	OLIVO					
Raccolta	5,0	1,6	2,4	-	-	
Carico e trasporto intra-aziendale	6,5	6,0	6,6	2,2	2,3	-

Tab. 6 *Produttività del lavoro nelle diverse fasi operative di cantieri per il recupero di residui di potatura di vite e olivo ($U = 50\%$), basati sull'impiego delle MO di figg. 2 e 3 (Francescato et al., 2007; Porceddu, Boggia, 2006; Spinelli, Nati, Magagnotti, Civitarrese, 2006 e successive elaborazioni)*

REGIONE	SUPERFICIE	MASSA DISPONIBILE	EQUIVALENTE ENERGETICO
	ha	t _{ss} /anno (§)	ktep/anno (#)
Piemonte	80	720-900	0,32-0,39
Lombardia	3.150	28.350-35.438	12,43-15,54
Veneto	1.300	11.700-14.625	5,13-6,41
Friuli-Venezia Giulia	320	2.880-3.600	1,26-1,58
Emilia-Romagna	50	450-563	0,20-0,25
Toscana	10	90-113	0,04-0,05
Umbria	160	1.440-1800	0,63-0,79
Marche	70	630-788	0,28-0,35
Lazio	90	810-1.013	0,36-0,44
Italia	5.230	47.070-58.838	20,64-25,80
(§) umidità media U = 55%; (#) Potere Calorifico Inferiore PCI = 18,8 MJ/kg _{ss}			

Tab. 7 CLRA: il potenziale energetico nelle Regioni italiane nel 2006

con la destinazione energetica dei terreni, potrebbe causare – a breve – una larga diffusione delle CLRA. Nel caso si raggiungessero 200.000 ha, il contributo energetico sarebbe dell'ordine di $0,9 \div 1,3$ Mtep/anno (pari allo $0,6 \div 0,9\%$ del consumo energetico nazionale).

Non va, peraltro, sottovalutato che, in alcune situazioni, in aggiunta ai benefici di ordine energetico, l'introduzione delle CLRA può essere associata ad altri vantaggi, quali la protezione dall'erosione dei terreni marginali, lo sviluppo occupazionale in distretti con economie locali in difficoltà.

In estrema sintesi, gli aspetti nodali su cui gioca la riuscita di un impianto di pioppo da energia sono:

- *sito e clone*. Il suolo agrario è occupato per *10-15 anni* e, con il materiale genetico oggi disponibile, la coltura risulta praticabile in vari terreni, meglio se freschi, con falda piuttosto superficiale, situati in pianura (aree di golena) o in bassa collina;
- *turno di ceduzione*. Definisce il sesto d'impianto e la meccanizzazione della raccolta che adotta schemi di lavoro analoghi a quelli in uso per alcune colture erbacee nel caso dei turni brevi, mentre ricorre a quelli impiegati nel settore forestale con turni più prolungati. I tagli di produzione possono distinguersi in:
 - *annuale*: diffuso nel nord-Europa, presenta *densità di 10.000-14.000 piante/ha* ottenuta mediante file binate (bina 0,70-0,75 m, interfila 2,5-3,0 m, distanza sulla fila 0,5-0,6 m lungo la fila). Le piante giovani ($\varnothing_{\text{basale}} = 4-6$ cm, H = 3,5-4,0 m a fine 1° ciclo) danno origine

ad abbondante cippato (25-30 t_{tq}/ha·anno; U = 55-60%) con molta corteccia e, quindi, di *scarsa qualità* (elevato tenore in ceneri alla combustione);

- *biennale*: più adatto alle condizioni italiane rispetto al precedente, presenta *densità di 5.000-6.000 piante/ha* ottenuta mediante file singole (interfila 2,5-3,0 m, distanza sulla fila di 0,5-0,6 m). Diametro e altezza dei fusti a fine turno ($\varnothing_{\text{basale}} \geq 8$ cm; H = 5,0-6,0 m a fine 1° ciclo) possono dare problemi alle MO di raccolta messe a punto per turni annuali; il cippato prodotto presenta rese intermedie (15-20 t_{tq}/ha·anno; U = 50-55%) e un *buon rapporto legno/corteccia*;
- *quinquennale*: pure idoneo alle nostre condizioni, si contraddistingue per la ridotta *densità (1.100-1.500 piante/ha)*, ottenuta con sesti di impianto 3,0 x 2,0 m. Diametro e altezza del fusto a fine turno ($\varnothing_{1m} \geq 22$ cm, H = 15-18 m a fine 1° ciclo), impongono macchine e tecniche di lavoro mutate dal settore forestale. Buone le rese (18-22 t_{tq}/ha·anno; U = 50-55%) e l'incidenza dei tessuti legnosi che conferisce elevata qualità al cippato;
- *operazioni di preimpianto*. Comprendono il *diserbo chimico e quello meccanico* (erpicazione, sarchiatura), la *lavorazione primaria* (aratura a 40-60 cm), la *lavorazione secondaria* (erpicazione), la *concimazione di fondo*;
- *trapianto*. Si esegue nei mesi primaverili (marzo-aprile) e rappresenta una operazione onerosa causa l'elevato impiego di manodopera e di *trapiantatrici* specifiche in grado di mettere a dimora (verticalmente o orizzontalmente) *talee* di 25-30 cm o *astoni* di 1 m circa (fig. 4) sfruttando l'elevata capacità germinativa che caratterizza i nuovi cloni di pioppo. Facendo eseguire l'operazione da imprese di servizi agro-meccanici i costi sono di 400-500 €/ha e di 700 €/ha, rispettivamente, nel caso di trapianto di talee (turni annuali e biennali) e di astoni (turni quinquennali). A tali oneri va aggiunto il costo per il materiale di propagazione (0,15-0,22 €/talea; 2,20-2,50 €/astone);
- *cure colturali*. Effettuate sia nel post-trapianto, sia nel periodo successivo a ogni ceduzione, vanno attentamente valutate per contenere i costi di produzione. Trattasi delle operazioni di: *diserbo chimico, erpicatura dell'interfila, lotta antiparassitaria, irrigazione* (indispensabile nei terreni scheletrici o sabbiosi, nelle altre condizioni rappresenta un fattore decisivo per l'ottenimento di produzioni elevate di biomassa);
- *raccolta*. Si esegue nel periodo invernale, in assenza di foglie, con MO diverse a seconda del turno adottato nonché della durata dello stoccaggio del bio-combustibile. Insieme al trapianto e al ripristino finale del terreno costituisce l'operazione peculiare delle CLRA; per tale motivo, le MO impie-


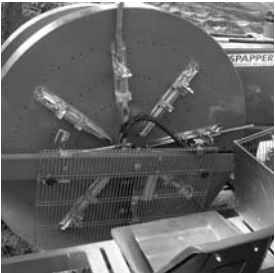




		
Impianto: talee, 1 fila Turno: biennale Potenza assorbita: 25-30 kW Velocità avanz.: 0,8-1,0 km/h Addetti: 4 Capacità lav.: 1750 talee/h	Impianto: talee, 2 file Turno: annuale, biennale Potenza assorbita: 60-70 kW Velocità avanz.: 1,2-1,8 km/h Addetti: 3-4 Capacità lav.: 2500 talee/h	Impianto: talee, 1 fila Turno: biennale Potenza assorbita: 40-45 kW Velocità avanz.: 1,1-1,2 km/h Addetti: 3 Capacità lav.: 1900 talee/h
		
Impianto: talee, 2 file Turno: biennale Potenza assorbita: 35-40 kW Velocità avanz.: 1,8-2,0 km/h Addetti: 2 Produttività: 1800 talee/h	Impianto: astoni, 2 file Turno: biennale Potenza assorbita: 30-40 kW Velocità avanz.: 1,8-2,2 km/h Addetti: 4 Produttività: 2300 astoni/h	Impianto: astoni, 1 fila Turno: quinquennale Potenza assorbita: 25-30 kW Velocità avanz.: 2,0-2,2 km/h Addetti: 3 Produttività: 370 astoni/h

Fig. 4 Alcune trapiantatrici per pioppo. In alto modelli per trapianto verticale di talee (Ferri, Spapperi, Berto); in basso: modelli per trapianto orizzontale (a sinistra) di talee e (in mezzo) di astoni; trapiantatrice verticale di astoni (a destra) (CNER, DEIAFA, Alasia)

- gate sono descritte dettagliatamente nelle pagine successive;
- *ripristino finale*. Al termine dei 15-20 anni del ciclo produttivo, il terreno – destinato ad accogliere una successiva piantagione di pioppo da energia piuttosto che una cultura erbacea – deve necessariamente essere liberato dalle ceppaie e dal cospicuo apparato radicale lasciato dalla CLRA. Per lo svolgimento di questa operazione non esistono, al momento, indicazioni univoche; i più prospettano l'uso di *zappatrici* di ridotte dimensioni (fig. 5, a destra), altri di *trivellatrici* – potenti MO accoppiate al trattore – dotate di un organo a succhiello capace di perforare la ceppaia, disgregandola sino a 60-70 cm di profondità (fig. 5, a



Fig. 5 MO portate dal trattore impiegabili per l'eliminazione delle ceppaie a fine turno: zappa-trice che lavora la fila (a sinistra) (CNER); trivellatrice che disgrega le singole ceppaie (a destra) (Rotor)

sinistra). Nel primo caso l'intervento è abbastanza economico ma ha il limite di non raggiungere elevate profondità mentre con macchine che operano puntualmente su ciascuna ceppaia, i costi sono molto elevati (valutabili in 0,10-0,30 €/ceppaia). Purtroppo e a torto, il ripristino finale non è sempre conteggiato nel costo di produzione del cippato.

Affrontando in modo più approfondito l'operazione della raccolta, si rileva innanzi tutto che:

- per *CLRA a turno annuale o biennale* si organizzano *cantieri a operazioni riunite* (taglio e cippatura contemporanei) che contengono il costo di produzione grazie all'unico passaggio in campo. Causa l'umidità residua ($U = 50-55\%$) risulta, tuttavia, problematica la conservazione del bio-combustibile che, dunque, va subito avviato all'impianto di conversione. Pertanto, questa soluzione diventa particolarmente interessante nel caso in cui l'impianto di conversione genera esclusivamente ET, finalizzata alla copertura di fabbisogni civili concentrati nei mesi invernali;
- per *CLRA a turno quinquennale* si adottano *cantieri a operazioni separate* (cippatura successiva al taglio), sminuzzando piante intere tagliate anche alcuni mesi prima ed essiccate all'aria aperta. Così operando, il bio-combustibile può essere immediatamente impiegato oppure stoccato senza particolari problemi; questa soluzione operativa, dunque, permettendo di rifornire con continuità l'impianto di conversione, ben si presta alla produzione di EE (o di ET + EE), attuata durante l'intero arco dell'anno. Al riguardo, va tuttavia considerata anche la possibilità di allestire cantieri a operazioni riunite, basati su MO in grado di produrre cippato più gros-

solano (*pezzatrici*) che, in virtù della maggiore permeabilità all'aria del bio-combustibile, facilitano l'essiccazione naturale in cumulo, riducendo i costi di stoccaggio/conservazione presso l'impianto.

CLRA a turno annuale e biennale. Tipicamente si raccolgono mediante apposite *taglia-cippatrici* montate su macchine semoventi o accoppiate a trattori.

Nel primo caso, si ricorre a falcia-trincia-caricatrici convenzionali (FTC) equipaggiate con "testate" specifiche per CLRA, messe a punto sia all'estero sia in Italia e oggetto di numerose sperimentazioni nelle nostre campagne (fig. 6, a sinistra). Questa soluzione, caratterizzata da elevati investimenti e grande produttività di lavoro ($28-34 \text{ t}_{\text{tq}}/\text{h}$), meglio si adatta alla cippatura di polloni densi e di piccolo diametro (turno annuale). Recentemente è stata introdotta³ una testata che lavora polloni di $\varnothing_{\text{basale}} = 10-12 \text{ cm}$ (turno biennale); offre il vantaggio di minimizzare i costi di esercizio della FTC impiegabile anche su foraggi, risultando adatta per aziende di grandi dimensioni o per imprese di servizio agro-meccaniche.

Le MO accoppiate a trattori (di elevata potenza) sono, invece, caratterizzate da investimenti contenuti e bassa produttività ($6-7 \text{ t}_{\text{tq}}/\text{h}$); presentano dimensioni più contenute e maggior manovrabilità e, quindi, appaiono indicate per piccoli appezzamenti le cui dimensioni non giustificano il trasferimento delle macchine semoventi. Una di queste MO, derivata da una cippatrice forestale, è anteriormente dotata di due tamburi verticali dotati di seghe circolari per il taglio basale dei polloni ed è semiportata da un trattore a guida reversibile (fig. 6, in mezzo); un altro modello di concezione innovativa per la produzione di cippato grossolano, è portato anteriormente dal trattore e presenta la sega circolare per il taglio dei polloni alla base di un cilindro verticale la cui superficie è avvolta da una robusta lama a spirale, dotata di coltelli verticali (fig. 6, a destra).

Tutti i cantieri di lavoro basati sull'impiego di queste MO comportano una prima movimentazione del bio-combustibile dall'appezzamento solitamente al centro aziendale (*trasporto intra-aziendale*, $< 3,0 \text{ km}$). Successivamente, il trasporto *extra-aziendale* – cioè verso l'impianto di conversione che dovrebbe essere ubicato a non più di 50-60 km di distanza per contenere i costi di movimentazione – si realizza mediante uno o due *cassoni scarrabili* (32 e 64 m³, corrispondenti rispettivamente a 8-9 e 16-18 t_{tq} di cippato), *autocarri con rimorchio* o *autotreni* (80-90 m³, 20-30 t_{tq}), caricati in azienda mediante

³ Sviluppata dal Consorzio Nazionale Energie Rinnovabili – CNER, con sede a Padova (www.cner.it).

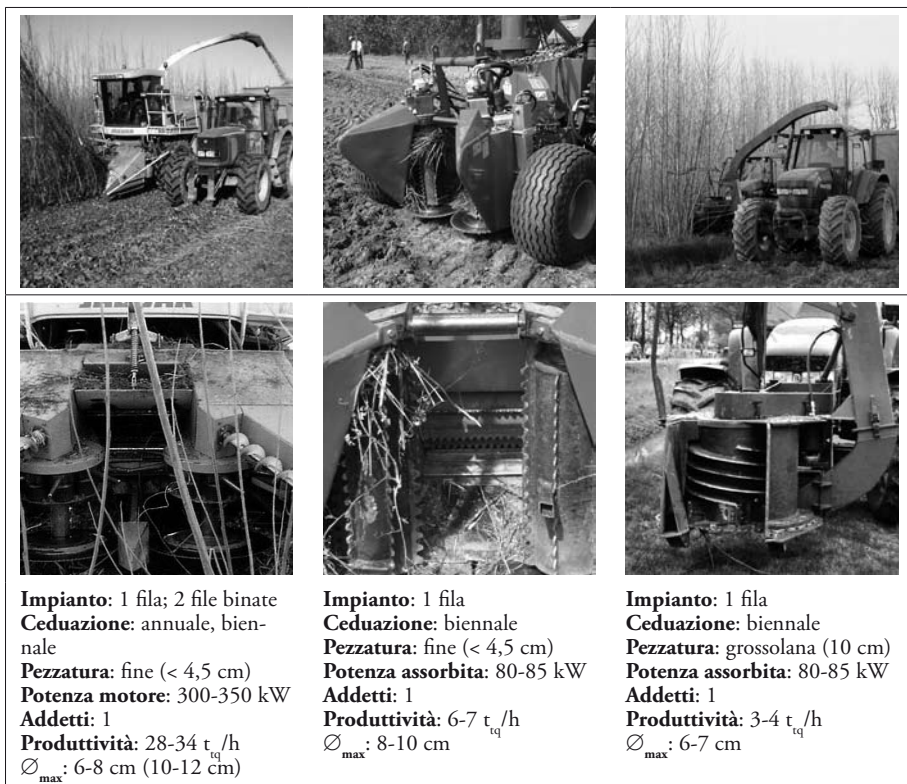


Fig. 6 Raccolta di pioppo in turno annuale e biennale. Da sinistra: (a) testata cippatrice montata su FTC semovente (Claas); (b) testata cippatrice semiportata dal trattore (Spapperi); (c) testata "pezzatrice" portata dal trattore (LWF)

trattore dotato di pala anteriore. Il costo specifico di trasporto praticato da imprese specializzate è variabile da zona a zona; per le regioni del nord-est, indicativamente, si può fare riferimento ai valori riportati in figura 7.

CLRA a turno quinquennale. Le dimensioni delle piante a fine turno non consentono l'uso di taglia-cippatrici ed è necessario ricorrere a MO forestali o a quelle normalmente impiegate nella pioppicoltura convenzionale. Nonostante le modalità operative più complesse, la rotazione prolungata offre alcuni vantaggi rispetto a quella più breve; alla miglior qualità del bio-combustibile si aggiunge una maggiore flessibilità gestionale, potendo posticipare la raccolta di uno o più anni senza mutare radicalmente l'assetto organizzativo. Da non sottovalutare, infine, la possibilità di produrre assortimenti legnosi misti (legna da ardere e cippato) da valorizzare in filiere energetiche a diverso valore aggiunto.

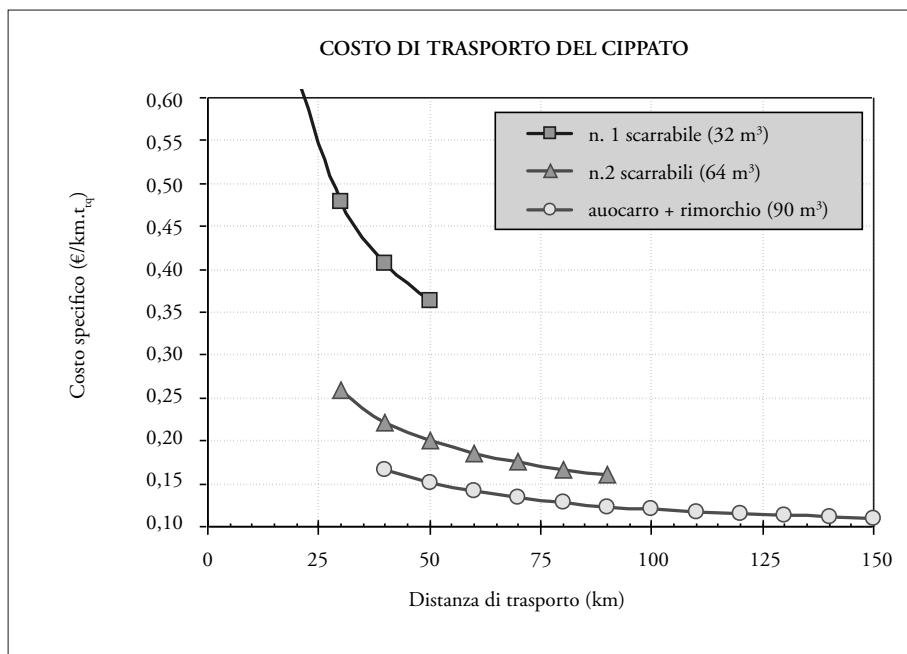


Fig. 7 Costi di trasporto del bio-combustibile cippato con mezzi diversi

I cantieri di lavoro sinora sperimentati sono fra loro simili, prevedendo una *macchina abbattitrice* (accoppiata a escavatori o motrici forestali) che taglia e accumula gli alberi (fig. 8); questi ultimi sono successivamente sminuzzati mediante *cippatrice* che opera in campo scaricando su *carri trainati* adibiti al trasporto intra-aziendale, piuttosto che a bordo campo scaricando il bio-combustibile direttamente su *autotreni*, deputati al trasporto verso l'impianto di conversione.

3.3 Altre biomasse legnose

Con quantità non trascurabili ma di difficile stima, possono concorrere al potenziale energetico di origine agricola:

- *piantagioni lineari*: colture arboree poste lungo il reticolo idrografico o la rete viaria, si suddividono in:
 - *siepi e filari tradizionali* (frangivento, siepi da legna ecc.). Le siepi da legna, per la cui formazione alcune Regioni riconoscono specifici contributi, sono costituite da uno o più filari di specie pollonifere (platano, salice, frassino, olmo, acero), governate a ceduo per delimitare gli appezzamenti coltivati. Poiché con turni di 5-6 anni la produzione raggiunge 2,5-3,5 t_{ss}




		
Impianto: 1 fila Ceduazione: quinquennale Peso: 700 kg Potenza motore: 70 kW Addetti: 1 Produttività: 8 t _{tq} /h \varnothing_{\max} : < 35 cm	Impianto: 1 fila Ceduazione: quinquennale Peso: 560 kg Potenza motore: 90 kW Addetti: 1 Produttività: 6,5 t _{tq} /h \varnothing_{\max} : < 32 cm	Impianto: 1 fila Ceduazione: quinquennale Peso: 1270 kg Potenza motore: 160 kW Addetti: 1 Produttività: 18 t _{tq} /h \varnothing_{\max} : < 65 cm

Fig. 8 *Raccolta di pioppo in turno quinquennale. Da sinistra: abbattitrice-accumulatrice con sega a disco applicata a minicaricatore (Davco); abbattitrice-accumulatrice con cesoia applicata a escavatore gommato (Naarva); testa di abbattimento (feller-buncher) con sega a catena applicata a motrice forestale (Timberjack)*

- di legna ogni 100 m lineari, con densità di siepi pari a 90-140 m/ha, una azienda agricola di pianura può disporre di 1,0-1,7 t_{tq}/ha-anno di legna;
- *fasce tampone*, piantate con lo specifico compito di difendere i corpi idrici superficiali dalla contaminazione di nutrienti di origine agricola o civile erano, un tempo, destinate alla produzione di legna da ardere. Tale pratica, progressivamente abbandonata, è stata recentemente rivalutata con il rilancio del legno cippato come bio-combustibile; con specie pollonifere, impiantate in fila singola su entrambi i lati dei fossati e ceduate ogni 6 anni, si raggiungono produzioni di 3,4-4,6 t_{ss} ogni 100 m lineari;
 - *formazioni riparali*: soprattutto nell'Italia settentrionale le pertinenze idrauliche dei fiumi sono ricche di coltivazioni arboree. La loro gestione, basata su tagli frequenti mediante cantieri di lavoro a elevato livello di meccanizzazione, è connessa con funzioni di sicurezza idraulica; ciò fa di tali piantagioni una fonte di bio-combustibile a costo spesso limitato al solo trasporto verso il luogo di stoccaggio o di trasformazione energetica;
 - *alvei fluviali*, sottoposti a ripulitura periodica o conseguente a piene da eventi alluvionali, i fiumi rappresentano una abbondante fonte di biomassa legnosa finora poco considerata ma potenzialmente interessante per l'impiego energetico, peraltro sostenuto da forti motivazioni di miglioramento della rete idraulica e, più in generale, di pubblica utilità. Dalla ripu-

litura degli alvei si possono mediamente produrre 50-70 t_{iq}/ha·intervento (con punte di 180 t_{iq}/ha) di biomassa residuale.

Per il recupero (raccolta, carico/trasporto) delle *piantagioni lineari*, i cantieri si basano sull'impiego di MO normalmente in uso nel settore agro-forestale; essi si differenziano per il livello di meccanizzazione raggiunto:

- *Basso* (B), adatto ad agricoltori part-time: l'abbattimento degli alberi e il loro accumulo in campo è eseguito da due addetti attrezzati con *motosega* di media potenza. La cippatura avviene in campo con *cippatrice* accoppiata a trattore (100 kW) e alimentata manualmente. Il trasporto intra-aziendale del bio-combustibile è eseguito mediante *carro trainato*, mentre quello all'impianto di conversione, è attuato mediante *autotreni* di grande capacità di carico;
- *Medio* (M), adatto a piccole imprese agro-meccaniche: per l'abbattimento e il concentramento si ricorre a una *testa-abbattitrice* (con cesoia idraulica) applicata a gru, montata su trattore (100 kW). Mediante un trattore con caricatore e rimorchio, le piante sono accumulate all'imposto ove una *cippatrice*, con braccio caricatore e azionata da trattore (150 kW), provvede alla sminuzzatura e al carico direttamente su *autotreni* adibiti al trasporto del bio-combustibile all'impianto di conversione;
- *Elevato* (E), adatto a grandi imprese agro-meccaniche: gli alberi sono abbattuti e concentrati mediante *testata-abbattitrice-accumulatrice* montata su motrice gommata dedicata (120 kW). Tramite un caricatore frontale di tipo industriale, gli alberi sono portati all'imposto per la cippatura/carico su autotreni. Quest'ultima operazione è eseguita con *cippatrice* dotata di braccio alimentatore e azionata da motore autonomo (350 kW).

Adottando cantieri a medio e elevato livello di meccanizzazione, l'accumulo in piazzale delle piante tagliate può durare anche alcuni mesi, risolvendo il problema dello stoccaggio e consentendo l'essiccazione naturale del materiale, così da produrre bio-combustibile di maggior pregio.

La produttività del lavoro dei tre cantieri di raccolta sopra descritti – valutata in recenti prove eseguite dal CNR – è indicata in tabella 8.

Anche per il recupero della biomassa legnosa presente negli *alvei dei fiumi* è possibile fare ricorso a MO impiegate nel settore agro-forestale, allestendo cantieri diversificati in funzione di alcuni aspetti, il primo dei quali è il *tipo di vegetazione*, presente nel sito oggetto di intervento. Questo aspetto si pone in termini sia di quantità di piante (prevalenza di piante vecchie oppure di piante giovani), sia di qualità (presenza di specie legnose pregiate oppure di scarso valore economico).

Si deve, poi, considerare il *tipo di taglio*, che può essere a raso (più sem-

FASE OPERATIVA	LIVELLO MECCANIZZAZIONE		
	BASSO (B)	MEDIO (M)	ELEVATO (E)
	t_{iq}/h	t_{iq}/h	t_{iq}/h
Abbattimento	1,6	3,8	7,3
Movimentazione	-	4,3	12,6
Cippatura	1,9	8,0	29,2

Tab. 8 *Produttività del lavoro nelle diverse fasi operative di cantieri per il recupero di piantagioni lineari. Dati riferiti a fasce tampone di platano con $U = 50\%$ e ceduto ogni 6 anni (Spinelli, Nati, Magagnotti, 2006)*

plíce da eseguire ma pericoloso in termini di protezione idraulica e spesso più oneroso in termini di costi di meccanizzazione) o differenziato, nonché l'*accessibilità del sito* in cui operare. Quest'ultima si presenta solitamente buona per i corsi d'acqua di pianura, il più delle volte serviti da piste e strade di accesso transitabili anche da attrezzature e mezzi di trasporto pesanti.

In termini generali, il razionale recupero di questa biomassa legnosa prevede la cippatura in campo solo del materiale meno pregiato, cioè quello non commercializzabile né come legname da opera né come legna da ardere; le proporzioni fra gli assortimenti determinano l'equilibrio tra le diverse MO impiegate e condizionano il risultato economico del recupero.

Se gli autotreni per il trasporto del bio-combustibile sulle lunghe distanze non possono raggiungere il luogo in cui avviene la cippatura, l'esbosco del cippato fino all'imposto praticabile da tali veicoli si realizza con carri trainati tradizionali.

L'organizzazione del cantiere si differenzia, quindi, a seconda che la produzione di cippato sia *associata* o *non associata* a quella di assortimenti commerciali.

Qualora i cantieri di lavoro per la cippatura e per gli assortimenti commerciali operino in modo coordinato, si parla di *raccolta associata integrata*; viceversa, intervenendo in modo autonomo si attua la *raccolta associata non integrata*.

Di seguito si riporta la sommaria descrizione e le prestazioni (tab. 9) di tre cantieri di lavoro recentemente sperimentati dal CNR:

- *raccolta Non Associata* in un alveo stretto caratterizzato da sponda camionabile: prevede di abbattere le piante (prevalenza di robinia; 60 t_{iq}/ha) con una testa abbattitrice-accumulatrice su motrice a ruote dedicata (*feller-buncher leggero*), accumulandole in fasci e posizionandole in prossimità della camionabile; una *cippatrice semovente* (300 kW) sminuzza e carica il bio-combustibile direttamente nell'*autotreno* a essa affiancato;
- *raccolta Associata Integrata* in un alveo largo caratterizzata da sponda non ca-

FASE OPERATIVA	TIPO DI RACCOLTA				
	NON ASSOCIATA (NA)	ASSOCIATA INTEGRATA (AI)		ASSOCIATA NON INTEGRATA (ANI)	
	CIPPATO (100%)	TRONCHI (20%)	CIPPATO (80%)	TRONCHI (40%)	CIPPATO (60%)
	ACCESSIBILITÀ BUONA	ACCESSIBILITÀ DIFFICILE		ACCESSIBILITÀ DIFFICILE	
	t_{iq}/h	t_{iq}/h	t_{iq}/h	t_{iq}/h	t_{iq}/h
Abbattimento	12	-	14	4 (*)	5
Concentrazione	-	4 (#)	-	10	-
Cippatura	14		14	-	
Esbosco	-	6	14	7	6

(*) comprensivo di allestimento; (#) sezionatura

Tab. 9 *Produttività del lavoro nelle diverse fasi operative di cantieri per il recupero di biomassa in alvei fluviali. Dati riferiti a specie legnose spontanee diverse con U = 50% (Spinelli, 2005)*

mionabile con imposto distante 400 m: prevede: di abbattere le piante (prevalenza di pioppo; 87 t_{iq}/ha) con *feller-buncher pesante*, deponendole a terra e separando quelle da cippare da quelle da pezzare. Successivamente un addetto con *motosega* taglia gli assortimenti di valore dagli alberi migliori esboscando i tronchi con l'ausilio di un trattore con *rimorchio forestale* equipaggiato con gru. Terminata questa fase, interviene la *cippatrice semovente* (300 kW) che avanza lungo la pista e scarica il bio-combustibile su carri agricoli, trasportandolo fino all'imposto agibile ad *autotreni* per la lunga movimentazione;

- *raccolta Associata Non Integrata* in situazione analoga al caso precedente con piante più sviluppate (105 t_{iq}/ha), con possibilità di ottenere almeno il 40% di assortimenti commerciali: prevede l'abbattimento delle piante con *motosega* (2 addetti) che ne effettuano anche la pezzatura commerciale. Un *caricatore semovente* provvede a concentrare i diversi assortimenti in mucchi separati, depositandoli vicino alla pista di esbosco; da qui, un trattore con *rimorchio forestale* dotato di gru li preleva e li trasporta all'imposto. Le piante residue sono abbattute da un *feller-buncher leggero* che le riunisce in mucchi concentrando anche la ramaglia residuale dall'operazione precedente; su tale materiale interviene un trattore munito di gru di alimentazione, accoppiato a *cippatrice* che scarica il bio-combustibile su *carri* adibiti al suo trasporto fino all'imposto.

4. SOSTENIBILITÀ DELLE FILIERE

La sostenibilità delle filiere energetiche che prevedono l'impiego di bio-com-

bustibili legnosi provenienti dal settore agricolo deve fare i conti, oltre che sulla disponibilità di MO affidabili e organizzate in specifici cantieri di recupero, sulla possibilità di prospettare un *profitto adeguato* agli operatori agricoli intenzionati a investire in questa nuova attività produttiva.

Allo stato attuale, se gli aspetti relativi alla meccanizzazione risultano sufficientemente approfonditi grazie alla crescente reperibilità sul mercato di macchine appositamente concepite e realizzate, la convenienza economica di queste filiere non può essere data per scontata e impone riflessioni diversificate in relazione, innanzitutto, alla tipologia di biomassa con cui si ha a che fare.

Residui di potatura. Questo sottoprodotto agricolo, più di altri, si caratterizza per il fatto che, nell'ambito delle ordinarie operazioni colturali, deve essere in ogni caso sottoposto a operazioni meccaniche.

Il recupero per finalità energetiche risulta quindi avvantaggiato ma trova limiti, oltre che nel generale problema di collocare adeguatamente il biocombustibile prodotto, nelle dimensioni degli appezzamenti e nelle condizioni operative che, in molte realtà, ostacolano la meccanizzazione di qualsiasi operazione.

Laddove tali limiti non sussistano, o si manifestano con minore intensità, il recupero dei residui di potatura si effettua con le macchine e secondo le modalità organizzative precedentemente descritte, riassunte nello Schema 1.

Prove sperimentali – recentemente condotte in diverse Regioni italiane su residui di potatura di *vite* (produzione: $2,0 \text{ t}_{\text{tq}}/\text{ha}$; $U = 50\%$) e di *olivo* (produzione: $3,6 \text{ t}_{\text{tq}}/\text{ha}$; $U = 50\%$) – hanno fornito i risultati economici esposti in tabella 10 e dai quali si può rilevare che:

- *Costo di produzione.* Va detratta la spesa corrispondente all'operazione che si sarebbe eseguita nella gestione convenzionale del residuo (*costo evitato*), indicativamente pari a 50 e 30 €/ha, rispettivamente, per vite e olivo. Conseguentemente, a seconda della soluzione tecnica adottata, i costi di produzione netti risultano di $30\text{-}60 \text{ €/t}_{\text{ss}}$ (olivo) e $110\text{-}170 \text{ €/t}_{\text{ss}}$ (vite). Dunque, a parità di MO impiegata, il recupero delle potature di vite costa 3-4 volte di più di quella dell'olivo, coltura correlata a condizioni di lavoro meno gravose, resa di residui praticamente doppia e con produttività del lavoro delle MO superiore. Fa eccezione, per la vite, la soluzione che prevede lo scarico diretto del cippato su carro nel filare adiacente, il cui costo di produzione ($64 \text{ €/t}_{\text{ss}}$) risulta contenuto; tuttavia, come accennato in precedenza, tale cantiere di lavoro può essere applicabile esclusivamente in vigneti di pianura facilmente accessibili e con interfilare particolarmente largo.

FASE	RESIDUI DI POTATURA → MO e CANTIERI DI LAVORO
Raccolta	MO: (a) rotoimballatrice [1 ul]; (b) rotoimballatrice leggera [1 ul]; (c) imballatrice a stantuffo [1 ul]
Carico e Trasporto	carico/trasporto intra-aziendale con (a): TR + caricatore frontale + eventuale carro [1 ul]; carico/trasporto intra-aziendale con (b) e (c): manuale + carro leggero [3 ul]; verso stoccaggi limitrofi (0,5-1,0 km) nei quali stoccare/cippare il bio-combustibile imballato, costituiti da: 1. <i>aree di primo stoccaggio</i> (20-25 m ² /ha raccolto) nel centro aziendale o in prossimità degli appezzamenti e vicine a strade carrabili; 2. <i>aree intermedie</i> , dislocate nel territorio dominato dall'impianto, in base alla sua conformazione e alle necessità logistiche. Il carico/trasporto extra-aziendale (50-60 km) si realizza con TR + caricatore [1 ul] che carica cassone/i scarrabile/i (32-64 m ³) su autocarro per movimentazione verso: 3. <i>area di supporto logistico</i> dell'impianto per la cippatura finale a punto fisso.
Raccolta	MO raccogli-trincia-caricatrice con: (d) caricatore rigido [1 ul]; (e) big bag [1 ul]; (f) scarico diretto [1 ul];
Carico e Trasporto	carico/trasporto intra-aziendale con (d): TR + carro leggero [2 ul]; carico/trasporto intra-aziendale con (e): TR + forca elevatrice [2 ul]; carico/trasporto intra-aziendale con (f): TR + carro leggero [1 ul]; verso aree limitrofe (0,5-1,0 km) nelle quali 1. stoccare il bio-combustibile cippato; 2. caricare il bio-combustibile sui mezzi di trasporto extra-aziendale. Il carico/trasporto extra-aziendale (50-60 km) si realizza con TR + caricatore [1 ul] che carica cassone/i scarrabile/i (32-64 m ³) su autocarro per movimentazione verso: 3. <i>area di supporto logistico</i> dell'impianto.

Schema 1

- *Ricavi*. Con bio-combustibile a umidità $U = 50\%$ e prezzo medio di vendita pari a $30 \text{ €/t}_{\text{tq}}$, i ricavi raggiungono $60 \text{ €/t}_{\text{ss}}$, essendo escluso per questo tipo di biomassa qualsiasi forma di contributo.
- *Redditività*. Per la vite, tranne il caso della MO a scarico diretto su carro affiancato che sostanzialmente raggiunge il pareggio economico, il recupero dei residui di potatura comporta *perdite* di $50\text{-}110 \text{ €/t}_{\text{ss}}$, a seconda della MO impiegata; viceversa, per l'olivo, per alcune soluzioni, sono garantiti *guadagni* dell'ordine di $15\text{-}30 \text{ €/t}_{\text{ss}}$.

Colture Legnose a Rapido Accrescimento – La valutazione della convenienza economica delle CLRA è fortemente condizionata, oltre che dal prezzo di vendita, dalla resa di bio-combustibile e dal suo costo di produzione.

Tuttavia, il carattere ancora innovativo e, per certi versi, sperimentale che tali colture assumono in Italia non permette di utilizzare – come per le colture convenzionali – dati consolidati.

Sul fronte dei costi le possibilità offerte dai nuovi cloni di pioppo, il perfezionamento sia delle tecniche agronomiche sia delle operazioni di raccolta, determinano una progressiva riduzione dei costi di produzione. Del resto an-

COLTURA	RESA	U	PREZZO [p]		MO (*)	RACCOLTA	CARICO E TRASPORTO	COSTO EVITATO	COSTO TOTALE [c]		REDDITTIVITÀ [p – c]	
	t _{uq} /ha	%	€/t _{uq}	€/t _{ss}					€/t _{uq}	€/t _{ss}		
VITE	2,0	50	30,0	60	(b)	23,0	60,3	50,0	58,3	117	- 57	
					(c)	45,0	66,5		86,5	173	- 113	
					(d)	43,0	59,8		77,8	156	- 96	
					(e)	45,0	36,5		56,5	113	- 53	
					(f)	56,9			31,9	64	- 4	
					(a)	25,0	10,0		26,7	53	7	
OLIVO	3,6	50	30,0	60	(b)	21,4	8,6	30,0	21,7	43	17	
					(c)	15,1	7,9		14,6	29	31	
					(d)	37,6			29,3	59	1	
					(e)	30,5			22,1	44	16	
					(*) Le mo e i cantieri di lavoro fanno riferimento alla descrizione riportata nel testo e alle produttività di lavoro di tabella 6							

Tab. 10 Costi e ricavi correlati al recupero dei residui di potatura di vite e olivo (Francescato et al., 2007; Porceddu e Boggia, 2006; Spinelli, Nati, Magagnotti, Civitarrese, 2006 e successive elaborazioni)

che il prezzo di vendita del bio-combustibile, non esistendo ancora un mercato organizzato e strutturato, risulta altalenante e fortemente condizionato da parametri occasionali, spesso di carattere locale.

Per il legno cippato di diversa natura e provenienza, difatti, la “forbice” dei prezzi risulta molto aperta variando, indicativamente, tra *minimi di 20 €/t_{iq}* per forniture di bio-combustibile di *scarsa qualità a impianti di elevata potenza*, a *massimi di 50 €/t_{iq}* per bio-combustibile di *ottima qualità destinato a impianti di generazione termica di piccola e media taglia* (teleriscaldamento, caldaie consortili).

Al riguardo, il prodotto da CLRA in rotazione quinquennale, vista la buona qualità, è meglio valorizzabile rispetto a quello da ceduzione biennale e, ancor di più, a quello annuale.

Non va, peraltro, trascurato che la redditività delle CLRA si avvantaggia anche di *contributi pubblici*, quali l'applicazione di misure specifiche contenute nei Piani di Sviluppo Rurale di alcune Regioni o, in alternativa a questi ma assai meno consistenti, di contributi comunitari⁴.

Tale situazione sfumata – ancor più difficile da interpretare sulla scorta delle numerosissime pubblicazioni reperibili in argomento, molte delle quali risultano frammentarie, incomplete, generiche e addirittura contraddittorie nella formulazione dei risultati – non agevola certamente l'agricoltore nel decidere una svolta strategica per l'ordinamento colturale e per l'organizzazione produttiva della propria azienda.

Sulla base di queste considerazioni, nell'intento di fornire indicazioni utili agli agricoltori, pare opportuno prospettare un'analisi benefici/costi che, nel contesto di uno scenario aziendale noto (ordinamento produttivo, SAU, parco macchine esistente), calcoli la redditività della CLRA al progressivo aumento della SAU a essa dedicata.

Il tutto con riferimento al più diffuso pioppo in ceduzione biennale, alle macchine e ai cantieri descritti in precedenza, riassunti nello Schema 2.

La parziale conversione della superficie aziendale pare, allo stato attuale, la possibilità più realistica. È, difatti, ragionevole pensare che l'agricoltore posto di fronte alla scelta di abbandonare le colture tradizionali per effettuare un investimento impegnativo e ancora con margini di rischio come quello della produzione di pioppo da energia, voglia optare – almeno in fase iniziale – per una trasformazione limitata della propria SAU.

In tale situazione, del resto, l'agricoltore ha modo di impiegare alcune MO aziendali oltre che sulle colture tradizionali anche sulla CLRA e di eseguire le

⁴ Il Regolamento 1782/2003 prevede un contributo di 45 €/ha per le superfici seminate a colture energetiche purché vincolate a un contratto di ritiro della produzione da parte di una industria di trasformazione.

FASE	CLRA → MO E CANTIERI DI LAVORO
Raccolta	MO taglia-cippatrice: (a) montata su FTC semovente [1 ul]; (b) accoppiata a trattore [1 ul]; (c) pezzatrice accoppiata a trattore [1 ul]
Carico e Trasporto	carico/trasporto intra-aziendale con (a) , (b) e (c) : TR + carri per foraggi [2-4 ul] verso stoccaggi limitrofi (< 3 km) nei quali stoccare il bio-combustibile cippato, costituiti da: <ol style="list-style-type: none"> 1. <i>aree di primo stoccaggio</i> nel centro aziendale; 2. <i>aree intermedie</i>, dislocate nel territorio dominato dall'impianto, in base alla sua conformazione e alle necessità logistiche. Il carico/trasporto extra-aziendale (50-60 km) si realizza con TR + caricatore [1 ul] che carica autotreni (80-90 m ³) per movimentazione verso: <ol style="list-style-type: none"> 3. <i>area di supporto logistico</i> dell'impianto con impiego immediato del bio-combustibile umido, a pezzatura fine (generazione ET) ovvero differito nel tempo del bio-combustibile umido a pezzatura grossolana (generazione EE; ET+EE)

Schema 2

operazioni più specifiche (trapianto e raccolta) con macchine eventualmente acquistate ovvero (e più vantaggiosamente nelle conversioni di modesta entità) fornite da contoterzisti allo scopo attrezzati.

Su questi presupposti logici è stato messo a punto un modello di calcolo che, identificata la situazione operativa e selezionate le MO impiegate durante il ciclo produttivo della CLRA, valuta il rapporto costi/benefici della coltura energetica.

I grafici riportati in figura 9 e 10 costituiscono un esempio di tale modello, mostrando l'andamento del *costo di produzione* ($\text{€}/t_{ss}$) e della *redditività* o *profitto* ($\text{€}/t_{ss}$) del pioppo da energia introdotto in un'azienda maidicola di pianura con SAU di 60 ha partendo da 5 ha di SAU aziendale sottratta al mais e dedicata alla coltura energetica, fino ad arrivare alla conversione completa.

Relativamente ai *costi*, le curve sono ricavate prevedendo, durante i 15 anni del ciclo della CLRA, l'impiego del parco aziendale (TR, trattori e MO, macchine operatrici), distribuendo gli interventi delle macchine a seconda delle necessità colturali sia sulla quota di SAU a CLRA, sia su quella coltivata a mais (con tecnica colturale convenzionale), secondo quanto sinteticamente riportato in tabella 11.

Nell'esempio riportato dell'azienda da 60 ha, tenendo conto sia della specificità dell'operazione sia della probabile consistenza del parco macchine aziendale, il *trapianto* delle talee, parte del *trasporto* del bio-combustibile al centro di aziendale (distanza: 2 km) e il *ripristino finale* del terreno, sono operazioni sempre eseguite da imprese di servizi agro-meccaniche (contoterzisti), valorizzate nel calcolo del costo di produzione in base alle *tariffe* attualmente praticate nella Pianura Padana.

Per quanto riguarda i *fattori di produzione* (fertilizzanti, diserbanti, antiparassitari, acqua ecc.), l'analisi qui considerata tiene conto di *livelli medi di applicazione* (tab. 12). Nell'analisi economica tutte le voci di costo (investimenti, prezzi, tariffe ecc.) si riferiscono alle condizioni dell'autunno del 2006.

OPERAZIONE	MACCHINE OPERATRICI	TIPO ACCOPPIAMENTO (*), DIMENSIONI MO	IMPIEGO ANNI E [NUMERO DI PASSAGGI PER ANNO]	
			SU CLRA	SU ALTRA SAU
Diserbo (rizomatose)	Irroratrice	PP, 15 m, 1000 dm ³	1-2 [1]	-
Diserbo (non rizomatose)	Irroratrice	PP, 15 m, 1000 dm ³	2 [1]	da 1 a 15 [1]
Lavorazione 1aria	Aratro versoio	T, bivomere	2 [1]	da 1 a 15 [1]
Lavorazione 2aria	Erpice rotativo	PP, 2,40 m	2 [1]	da 1 a 15 [1]
Concimazione P e K	Spandiconcime centrifugo	PP, 1500 dm ³	2 [1]	da 1 a 15 [1]
Trapianto talee	Trapiantatrice	T, monofila	2 [1]	-
Diserbo	Irroratrice	PP, 15 m, 1000 dm ³	4-6-8-10-12-14 [1]	-
Concimazione N	Spandiconcime centrifugo	PP, 1500 dm ³	3-5-7-9-11-13-15 [1]	da 1 a 15 [1]
Diserbo meccanico	Erpice rotativo	PP, 2,40 m	da 2 a 15 [3]	-
Trattamento antiparassitario	Irroratrice	PP, 15 m, 1000 dm ³	4-6-8-10-12-14 [1]	da 1 a 15 [1]
Taglio e cippatura	Testata cippatrice	PP o su FTC semovente	3-5-7-9-11-13-15 [1]	-
Carico e trasporto in azienda	Rimorchi	T, 22 m ³	3-5-7-9-11-13-15 [1]	da 1 a 15 [1]
Ripristino finale	Zappatrice	P, 1,2 m	15 [1]	-
(*) PP = accoppiamento portato con pdp; P = accoppiamento portato senza pdp; T = accoppiamento trainato				

Tab. 11 Azienda di pianura con SAU di 60 ha: MO e loro impiego nella meccanizzazione aziendale (SAU destinata a CLRA e su SAU destinata a mais)

FATTORE PRODUTTIVO	UNITÀ MISURA	LIVELLO		
		BASSO	MEDIO	ALTO
Concimazione azotata di fondo	kg _N /ha	80	100	120
Concimazione fosfatica di fondo	kg _{P₂O₅} /ha	210	260	310
Concimazione potassica di fondo	kg _{K₂O} /ha	180	230	280
Concimazione azotata in copertura	kg _N /ha.anno	50	60	70
Antiparassitari	kg/ha-ciclo	20	25	30
Erbicidi	kg/ha-ciclo	30	40	50
Acqua	m ³ /ha-anno	300	400	500

Tab. 12 *Livelli dei fattori di produzione imputabili nel modello di calcolo*

Sul fronte dei *ricavi*, per permettere una valutazione comparata, si sono considerate due diverse *produzioni di bio-combustibile*:

- *resa bassa*, 25 t_{tq}/ha-anno (U = 55%; 11,2 t_{ss}/ha-anno), corrispondente a quelle finora riscontrate e riportate in bibliografia;
- *resa elevata*, 35 t_{tq}/ha-anno (U = 55%; 15,7 t_{ss}/ha-anno), corrispondente a quella ottenibile con taluni nuovi cloni di pioppo.

Inoltre, le prestazioni economiche sono rappresentate sia:

- in presenza di benefici derivanti dai contributi pubblici (situazione di *mercato sostenuto*) – facendo, nella fattispecie, riferimento agli importi riconosciuti dalla Regione Lombardia (Piani di Sviluppo Rurale, PSR 2001-2006: fino a 3150 €/ha all'impianto; fino a 620 €/ha al 1° e 2° anno per manutenzioni; fino a 725 €/ha dal 1° al 15° anno per mancato reddito);
- in assenza di contributi (situazione di *mercato non sostenuto*).

La figura 9 evidenzia i risultati economici correlati all'impiego di *taglia-cippatrici di proprietà aziendale*, in particolare quella accoppiata a trattore.

Una alternativa assai diffusa (fig. 10) prevede, invece, che la *raccolta venga eseguita da imprese di servizi agro-meccaniche* mediante taglia-cippatrice montata su FTC.

Dal confronto fra le due forme organizzative applicate nell'azienda maidicola con SAU di 60 ha e nelle ipotesi di calcolo sopra menzionate, è possibile rilevare che:

- *Costo di produzione*: con resa di cippato *bassa* (25 t_{tq}/ha-anno) può ridursi fino a circa 70 €/t_{ss}; tuttavia, eseguendo la raccolta con MO di proprietà, tale valore viene raggiunto e si stabilizza solo convertendo almeno il 50% della SAU aziendale. Viceversa, ricorrendo anche per la raccolta a imprese di servizi agro-meccaniche, il costo di produzione risulta praticamente indipendente dalla quota di SAU convertita a CLRA. Con *resa elevata* (35 t_{tq}/ha-anno) il costo di produzione presenta evidentemente analogo andamento, ma si riduce fino a 50 €/t_{ss}.

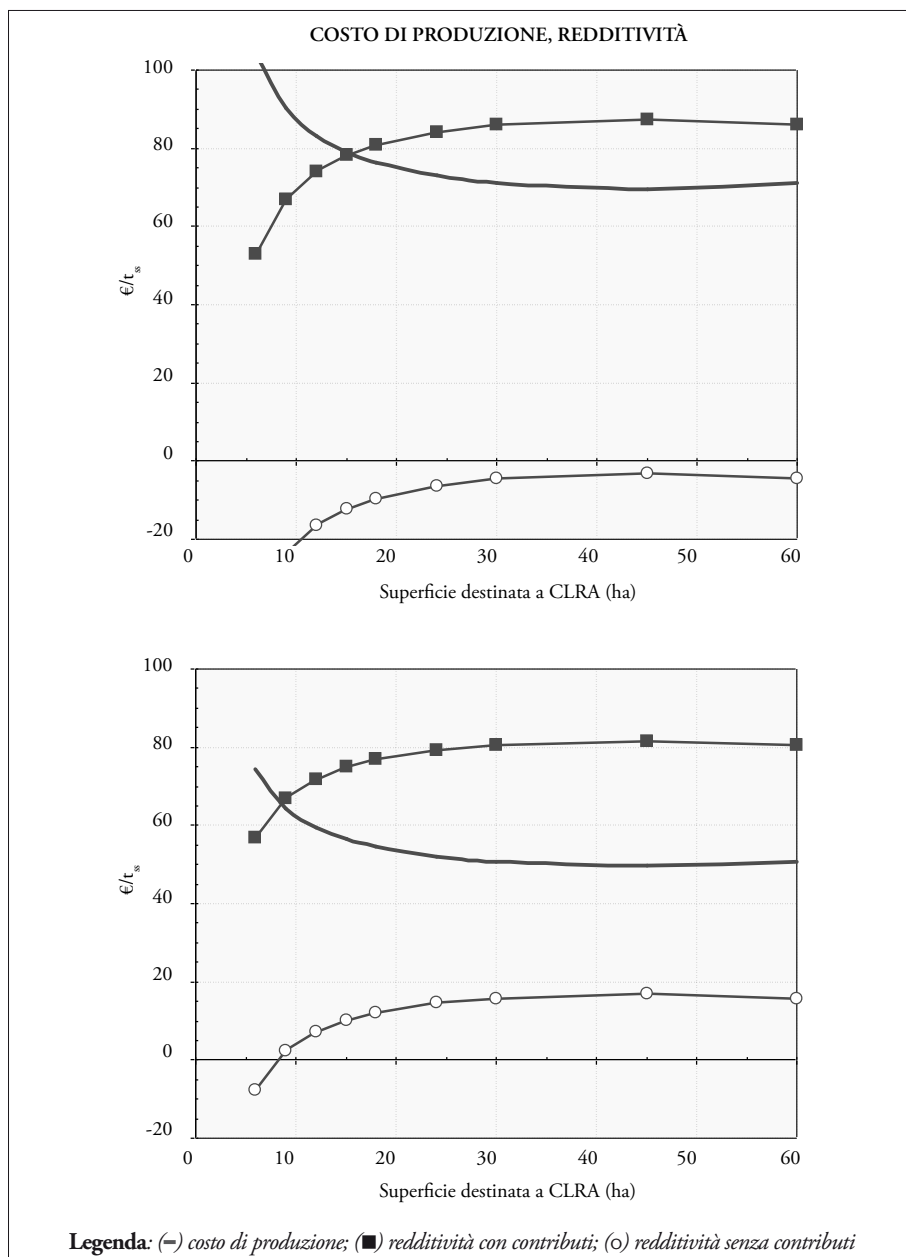


Fig. 9 Prestazioni economiche ottenibili nella riconversione a CLRA (pioppo biennale; 15 anni) di una azienda con SAU di 60 ha con resa di cippato pari a 25 t_{iq}/ha-anno (in alto) e 35 t_{iq}/ha-anno (in basso). Dal punto di vista organizzativo, con il parco macchine aziendale vengono svolte tutte le operazioni connesse alla CLRA compresa la raccolta (taglia-cippatrice accoppiata a trattore) con esclusione di: trapianto, trasporto (1 carro su 2 impiegati) e ripristino finale, eseguite da contoterzisti

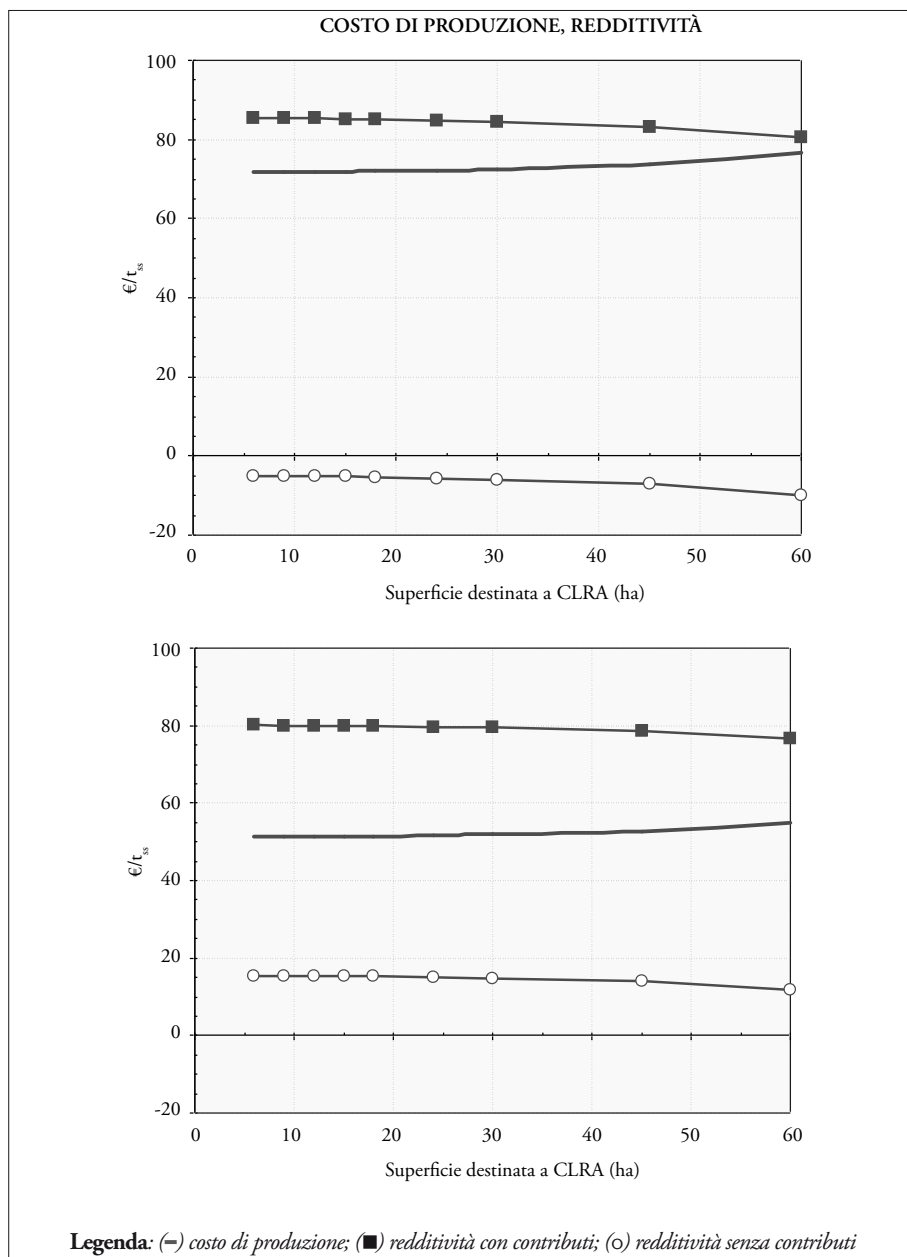


Fig. 10 Prestazioni economiche ottenibili nella riconversione a clra (pioppo biennale; 15 anni) di una azienda con sau di 60 ha con resa di cippato pari a 25 t_{sa}/ha-anno (in alto) e 35 t_{sa}/ha-anno (in basso). Dal punto di vista organizzativo, con il parco macchine aziendale vengono svolte tutte le operazioni connesse alla clra con esclusione di: trapianto, raccolta (taglia-cippatrice montata su FTC semovente), trasporto (2 carri su 3 impiegati) e ripristino finale, eseguite da contoterzisti

- *Ricavi*: sulla base di un *prezzo medio del bio-combustibile di 30 €/t_{tq}* (U=55%), il ricavo derivante dalla vendita del bio-combustibile risulta pari a 67 €/t_{ss}. A questa entrata vanno ad aggiungersi i contributi pubblici (quelli massimi ottenibili con le misure del PSR 2001-2006 della Regione Lombardia negli esempi riportati) pari a 92 e 66 €/t_{ss} per rese di cippato, rispettivamente, basse (25 t_{tq}/ha-anno) ed elevate (35 t_{tq}/ha-anno).
- *Redditività*: in assenza di contributi pubblici, la produzione di cippato rappresenta il parametro determinante. Difatti *per rese basse, il pareggio economico viene sfiorato* – ma di fatto non raggiunto – sia nel caso di raccolta effettuata da imprese di servizio mediante testata + FTC, sia nel caso di taglia-cippatrice accoppiata di proprietà aziendale; in quest'ultima forma organizzativa, tuttavia, è indispensabile minimizzare i costi di produzione e, quindi, convertire a CLRA almeno 30 ha (50%) della SAU totale. Nonostante l'assenza di sostegno, il *profitto derivabile dalla coltura diventa positivo* (anche se per soli 15-18 €/t_{ss}) adottando cloni di pioppo in grado di garantire rese elevate. Entrando in gioco contributi pubblici, le performances economiche della coltura subiscano un netto miglioramento, assestandosi su 80-85 €/t_{ss}, indipendentemente dalla quota di SAU convertita nel caso di massiccio ricorso a contoterzisti, ma con almeno il 50% destinata a CLRA avendo investito nell'acquisto di una taglia-cippatrice aziendale.

Generalizzando e riferendo tali risultati alla superficie coltivata è possibile concludere che:

- disponendo di impianti con rese di cippato dell'ordine di 25 t_{tq}/ha-anno l'agricoltore ottiene profitti solo grazie ai contributi pubblici, raggiungendo 900-950 €/ha-anno se gli incentivi risultano pari a quelli massimi riconosciuti dalla Regione Lombardia fino al 2006;
- disponendo di cloni in grado di fornire 35 t_{tq}/ha-anno di cippato un modesto guadagno (250-300 €/ha-anno) è raggiungibile anche in situazione di mercato non sostenuto; naturalmente, i profitti possono raggiungere valori molto più elevati (1200-1300 €/ha-anno) qualora si acceda ai predetti contributi.

È, infine, interessante rilevare che – adottando i medesimi parametri di calcolo – in aziende molto estese per l'agricoltura italiana (SAU di 250 ha), la raccolta del pioppo mediante operatrici aziendali di grande produttività (taglia-cippatrici su FTC) raggiunge – in assenza di contributi pubblici – il pareggio economico solo su impianti con resa di almeno 35 t_{tq}/ha-anno e convertendo non meno del 40% della SAU a CLRA. La verifica numerica conferma, dunque, che tale soluzione operativa resta al momento adottabile solo da imprese di servizi agro-meccaniche.

Altre biomasse legnose. Come già precedentemente accennato, la valorizzazione delle *piantagioni lineari* per biomassa da energia, rappresenta una possibilità meritevole di attenzione, perfezionabile dal punto di vista tecnico ma sin da ora realizzabile ricorrendo a MO in uso nel settore forestale e allestendo cantieri a diversa intensità di meccanizzazione.

Tali soluzioni, oggetto di recenti prove sperimentali condotte su fasce tampone di platano, in fila singola e tagliato a 6 anni di età (produzione: 6,7-9,2 $t_{tq}/100$ m lineari a $U = 50-53\%$), hanno fornito i risultati economici esposti in tabella 13, dalla quale si evince che:

- *Costo di produzione:* il progressivo incremento del livello di meccanizzazione determina una riduzione sensibile (circa 3 volte) del costo di produzione che, nel caso di imprese di servizi agro-meccanici raggiunge 20-25 €/t_{tq}. Ciò grazie, soprattutto, alla grande produttività della cippatrice se-movente.
- *Ricavi:* come per i residui di potatura, anche in questo caso disponendo di bio-combustibile a umidità $U = 50\%$ collocabile sul mercato a un prezzo medio di vendita di 30 €/t_{tq}, i ricavi raggiungono 60 €/t_{ss}, essendo esclusa qualsiasi forma di contributo.
- *Redditività:* nelle attuali condizioni, la manutenzione delle fasce tampone in fila singola genera una *modesta redditività* (circa 15 €/t_{ss}) solo allestendo cantieri di elevata produttività e sottoponendo le MO a elevati impieghi annui.

Restando nell'ambito delle biomasse legnose di origine agricola, alcune interessanti valutazioni sono state recentemente formulate anche per il materiale recuperabile dagli *alvei fluviali*. Tali calcoli economici, riportati in tabella 14, permettono di concludere quanto segue:

- *Costo di produzione:* a seconda delle tecniche adottate, dipendenti dalle condizioni in cui si va a operare, la produzione di bio-combustibile cippato varia da 40 (raccolta Non Associata) e 65 €/t_{ss} (raccolta Associata Non Integrata).
- *Ricavi:* come per i materiali precedenti, dal cippato (umidità $U = 50\%$) si possono ricavare 30 €/t_{tq} (60 €/t_{ss}), essendo anche in questo caso esclusa qualsiasi forma di contributo.
- *Redditività:* la produzione di cippato dal materiale recuperabile lungo le sponde dei corsi d'acqua è interessante caratterizzandosi per una, seppur *modesta, redditività* (20 €/t_{ss}). Va, al riguardo, osservato che il ridotto o mancato guadagno correlabile alla raccolta integrata risulta, in termini di operazione complessiva, compensata dalla valorizzazione (valutabile in 100-120 €/t_{ss}) della biomassa destinata ad assortimenti commerciali.

SPECIE	RESA	U	PREZZO [P]		LIVELLO MECCANIZZAZIONE	ABBATTIMENTO	MOVIMENTAZIONE	CIPPATURA	COSTO TOTALE [C]		REDDITTIVÀ [P - C]
	$\tau_{tq}/100m$	%	€/t _{tq}	€/t _{ss}					€/t _{tq}	€/t _{ss}	
PLATANO	8,0	50	30,0	60	(B)	28,8	-	43,2	71,9	144	- 84
					(M)	18,4	15,1	10,9	44,4	89	- 29
					(E)	11,9	5,1	5,4	22,4	45	15

(*) I cantieri di lavoro fanno riferimento alla descrizione riportata nel testo e alle produttività di lavoro di tabella 8

Tab. 13 *Costi e ricavi correlati alla produzione di bio-combustibile cippato da siepi lineari mediante cantieri di lavoro a differente intensità di meccanizzazione (Spinelli, Nati, Magagnotti, 2006 e successive elaborazioni)*

SPECIE	RESA	U	PREZZO [P]		RACCOLTA (*)	ABBATTIMENTO		CIPPATURA	ESBOSCO		COSTO TOTALE [C]		REDDITIVITÀ [P - C]
	t _{eq} /ha	%	€/t _{eq}	€/t _{ss}		€/t _{eq}	€/t _{eq}		€/t _{eq}	€/t _{ss}	€/t _{eq}	€/t _{ss}	
SPONTANEE	60,0 (°)				(NA)	10,8		7,8	-		18,6	38	22
	80,0 (§)	50	30,0	60	(AI)	9,3		7,8	7,1		24,2	50	10
	63,0 (#)				(ANI)	12,0			19,2		31,2	63	- 3
(*) I cantieri di lavoro fanno riferimento alla descrizione riportata nel testo e alle produttività di lavoro di tabella 9; (°) pari al 100% della massa complessiva; (§) pari all'80% della massa complessiva; il restante 20% viene destinato ad assortimenti commerciali (valore: 50-60 €/t _{eq}); (#) pari all'60% della massa complessiva; il restante 40% viene destinato ad assortimenti commerciali (valore: 50-60 €/t _{eq})													

Tab. 14 Costi e ricavi correlati alla produzione di bio-combustibile cippato da alvei di fiume mediante cantieri di lavoro per assortimenti legnosi diversi (Spinelli, Nati, Magagnotti, Moscatelli, 2006 e successive elaborazioni)

5. CONCLUSIONI

In un contesto generale in cui la collettività ha, finalmente, percepito nella cruda realtà la situazione energetica e ambientale del nostro pianeta e le drammatiche prospettive di un futuro sempre meno indeterminato e lontano, *tutte le biomasse* diventano – insieme ad altre Fonti Energetiche Rinnovabili – una risorsa indispensabile e di eccezionale importanza.

Difatti, la UE riconosce alle biomasse – che attualmente contribuiscono per il 4% al bilancio energetico comunitario – un ruolo strategico di primo piano e rivolge pressanti inviti affinché tutti gli Stati membri accolgano con tempestivi interventi legislativi le direttive comunitarie e gli obiettivi in esse prefissati.

L'Italia – da tempo – si è dotata di Programmi e Piani, peraltro raramente pienamente osservati e attuati, per lo sviluppo delle bio-energie e del loro contributo al bilancio energetico nazionale (attualmente stimato nel 2,7%), che dovrebbe raggiungere il 4-6% nei prossimi 12 anni.

Tale scenario prospetta in modo chiaro che, per l'intero comparto agricolo comunitario, le biomasse rappresenteranno una grande opportunità di sostentamento e di sviluppo.

In particolare, le biomasse legnose, siano esse sottoprodotti colturali oppure derivate da coltivazioni dedicate – considerata la loro abbondanza, diffusione e diversificazione – rappresentano una “ricchezza” che il settore agricolo può senz'altro valorizzare anche in prospettiva di una più che probabile ascesa della domanda di bio-combustibili.

Tuttavia, la traduzione in realtà delle filiere bio-energetiche non può avvenire in modo casuale e incontrollato; al contrario, va opportunamente *governata e coordinata* intervenendo a diversi livelli con obiettivi chiari e azioni puntuali e incisive.

Dal punto di vista *tecnologico*, si è allo stadio iniziale e molta strada va ancora compiuta per ottimizzare e migliorare l'efficienza delle filiere. La rigorosa valutazione dei bilanci energetici e ambientali, la messa a punto e la standardizzazione delle operazioni di campo, lo studio e la commercializzazione di macchine e impianti specificatamente dedicate, l'aumento della produttività e della qualità del lavoro, l'accettabilità sociale costituiscono solo alcuni obiettivi da perseguire nell'immediato futuro.

Tra le varie opzioni prospettabili occorre, in definitiva, scegliere alcune filiere che – studiate e applicate in ben precisi ambiti territoriali (*distretti energetici*), definiti anche con l'ausilio di tecniche GIS – siano in grado di garantir-

ne il successo in termini di *sistema produttivo*, rispondendo cioè alle esigenze di tutte le componenti coinvolte (produttori di materia prima, produttori di energia, figure e imprese di supporto, utenti finali).

Tale scelta va fatta privilegiando le *filiera aziendali* nelle quali, grazie alla conversione in *micro-impianti*, il “prodotto energia” può restare sotto il controllo del settore agricolo; esse risultano più remunerative ma anche più difficili da attuare per l’elevato livello di imprenditorialità richiesto e le barriere (a esempio, di ordine normativo) che ostacolano la loro diffusione.

Ma la selezione filiera-distretto risulta urgente anche nel caso delle *filiera agro-industriali* nelle quali l’agricoltura non trae direttamente beneficio dalla conversione energetica in *macro-impianti*. Al momento, per le biomasse legnose, sono proprio queste le filiere più diffuse; esse, difatti, risultano più accessibili dal singolo agricoltore, abituato ad assumere il ruolo di fornitore di materia prima per altri settori produttivi.

In questo caso, la necessità di garantire agli agricoltori una *adeguata redditività* appare tanto evidente quanto, in alcune situazioni operative e con determinate biomasse, *tutt’altro che scontata*. Ulteriore conferma, questa, che le filiere per bio-combustibili necessitano di essere ancora “costruite” e ampiamente affinate.

In tale direzione – ferma restando l’esigenza che nell’ambito delle agro-energie l’agricoltura riesca sempre più a *fare sistema* e valorizzi lo strumento della sottoscrizione di *contratti di coltivazione* – occorre evidentemente puntare su entrambe le componenti che concorrono alla redditività:

- *riduzione del costo di produzione* del bio-combustibile, diversamente perseguibile a livello tecnologico a seconda se trattasi di biomassa da recuperare (residui di potatura, piantagioni lineari, biomassa da alvei) o da colture dedicate (CLRA). Per queste ultime, a livello agronomico, risulta fondamentale l’*aumento delle prestazioni* delle specie legnose coltivate (resa, resistenza alle avversità, rusticità ecc.);
- *aumento del valore medio* del bio-combustibile, ottenibile, da un lato e come già avviene in altri Paesi, con la formazione di un *mercato specifico* e, dall’altro, con l’adozione di *contributi economici uniformi e permanenti* nonché di *provvedimenti normativi e legislativi semplici e lineari* a sostegno del bio-combustibile di produzione nazionale.

BIBLIOGRAFIA

- CTI – COMITATO TERMOTECNICO ITALIANO (2003): *Biocombustibili: specifiche e classificazione*, R03/1, pp. 1-53.
- FIALA M., PELLIZZI G., RIVA G. (1994): *Le biomasse di origine agricola. Potenzialità ener-*

- getica da biomasse nelle Regioni italiane*, Rapporto Conclusivo Contratto ENEA-AIGR, pp. 1-150, Allegati Tecnici (4 voll.).
- FIALA M. (2005): *Teleriscaldamento da biocombustibili*, AIIA2005 - L'ingegneria agraria per lo sviluppo sostenibile dell'area mediterranea, Atti Convegno, Catania, 27-30 giugno 2005, pp. 1-11.
- FIALA M. (2006): *Utilizzazione delle biomasse legnose e dei sottoprodotti agricoli*, – AISSA L'agricoltura per l'energia rinnovabile: i futuri scenari, Atti Workshop, Potenza, 23-24 novembre, pp. 79-86.
- FIALA M. (2006): *Il potenziale energetico delle biomasse legnose di origine agricola*, DataBase su base provinciale, Dati ISTAT 2005 (lavoro non pubblicato).
- FRANCESCATO V. ET AL. (2007): *Il cippato di sarmenti di vite costa meno se raccolto in linea*, «L'Informatore Agrario», 9.
- ITABIA (2003): *Le biomasse per l'energia e l'ambiente. Rapporto 2003*, Ministero dell'Ambiente e delle Tutela del Territorio, pp. 1-105.
- LAZZARI P. (2000): *Realizzazione di sistemi di raccolta di residui agricoli lignocellulosici (potature)*, in *Valorizzazione energetica delle biomasse agro-forestali*, «I Georgofili. Quaderni», 1999, IV, Firenze, pp. 183-197.
- PARI L., ROSSI F., GALLUCCI F. (2006): *Cresce la domanda di biomassa utilizzata a fini energetici*, «L'Informatore Agrario», 28, pp. 27-30.
- PELLIZZI G. (2001): *Tecnologie energetiche per l'agricoltura*, «Mondo Macchina», 2, 3 e 4, Parte I, II e III.
- PELLIZZI G. (2003): *Agricoltura, energia e sviluppo sostenibile: una sfida per il futuro*, Seduta inaugurale della Sezione nord-ovest dell'Accademia dei Georgofili, Sala Napoleonica, Università degli Studi di Milano, 17 febbraio 2003.
- PELLIZZI G. (2004): *Energie rinnovabili, una occasione*, «L'Informatore Agrario», 9, p. 5.
- PORCEDDU P.R., BOGGIA A. (2006): *La raccolta delle biomasse delle potature dell'olivo a fini energetici: un'analisi tecnico-economica*, «Estimo e Territorio», 12, pp. 29-35.
- SPERANDIO G., VERANI S. (2003): *Short rotation forestry: valutazione economica della filiera*, I Parte, «Mondo Macchina», 1, pp. 54-57, II Parte, «Mondo Macchina», 2, pp. 26-30.
- SPINELLI R. (2005): *Biomassa legnosa e manutenzione degli alvei fluviali*, «Alberi e Territorio», 6, pp. 18-22.
- SPINELLI R., NATI C., MAGAGNOTTI N., CIVITARRESE V. (2006): *Produrre biomassa dai sarmenti di vite*, «L'Informatore Agrario», 28, pp. 36-39.
- SPINELLI R., NATI C., MAGAGNOTTI N., MOSCATELLI M. (2006): *La raccolta del pioppo a ciclo breve*, «L'Informatore Agrario», 28, pp. 32-35.
- SPINELLI R., NATI C., MAGAGNOTTI N. (2006): *Raccolta delle siepi lineari, meccanizzare conviene*, «L'Informatore Agrario», 38, pp. 43-46.

REMIGIO BERRUTO*

Combustibili solidi di origine agricola: la granella di mais

Prima di iniziare la mia presentazione intendo ringraziare il prof. Pellizzi, il prof. Scaramuzzi e il prof. Bodria per la costituzione di un gruppo di lavoro multidisciplinare, con approccio di sistema all'utilizzo delle biomasse per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

La biomassa può essere considerata una macchina capace di convertire e conservare l'energia solare, rendendola così disponibile nel momento del bisogno. Essa è infatti la risorsa più accessibile come fonte rinnovabile di energia e rappresenta senza dubbio il "giacimento" maggiormente in grado di essere sfruttato e sviluppato. Un vantaggio riconosciuto dell'impiego di biomasse per usi energetici è infatti l'integrazione del ciclo dell'anidride carbonica la cui generazione per combustione è compensata dalla fissazione nelle piante mediante la fotosintesi.

Il settore agricolo, luogo di origine della biomassa, presenta peculiarità ben specifiche, di cui bisogna tenere conto quando si pensa a qualunque intervento finalizzato a perseguire una "cultura energetico-ambientale".

In questo contesto, occorre comunque sottolineare che la produzione di energia da fonti rinnovabili, oltre essere sostenibile in termini ambientali, lo deve anche essere economicamente dall'agricoltura e dagli agricoltori. In tale direzione si muove la politica energetica dell'Unione Europea la quale, finalizzata a incentivare l'uso delle energie rinnovabili, rende possibile, in certi casi, anche l'obiettivo di sostenibilità economica. Tutto questo rappresenta un forte impulso per l'imprenditoria agricola a produrre e vendere direttamente energia.

* *DEIAFA - Dipartimento di Economia e Ingegneria Agraria Forestale e Ambientale, Università degli Studi di Torino*

COMPOSIZIONE	GASOLIO	LEGNO		GRANELLA DI MAIS (1)	
		ANIDRO (2)	UMIDO AL 23%	ANIDRO (2)	UMIDO ALL'11%
C (%)	86,46	48,99	37,69	41,61	37,00
H (%)	13,31	6,20	4,77	7,45	6,63
O (%)	—	43,96	33,82	49,28	43,82
N (%)	0,03	0,19	0,15	0,22	0,20
S (%)	0,20	0,03	0,023	0,01	0,01
Ceneri (%)	—	0,6	0,462	1,40	1,25
Umidità (%)	—	—	23,07	—	11,09
PCI (MJ/kg)	42,62	—	13,37	—	15,89
PCI (kcal/kg)	10.200	—	3.200	—	3.800

(1) Deiafa, dati prove di combustione
(2) Anidro completamente privo di umidità

Tab. 1 *Composizione chimica di gasolio, legno e granella di mais*

Tra le fonti rinnovabili di energia, l'impiego della granella di mais nel processo di combustione è certamente un fatto nuovo. Tuttavia, si tratta di un prodotto con un elevato valore energetico, indipendentemente dall'impiego, sia esso destinato all'alimentazione, sia esso destinato alla produzione di energia. A scopo comparativo, in tabella 1 sono presentate le composizioni chimiche di gasolio, legno e granella di mais.

Dalle prove di combustione svolte dal DEIAFA in collaborazione con l'ENEA, il potere calorifico della granella di mais è sostanzialmente risultato dipendente dall'umidità del prodotto ma non dall'eventuale stato di deterioramento del medesimo. Il potere calorifico inferiore (PCI) del mais macinato, con umidità intorno al 11%, è stato calcolato riferendosi ai consumi di gasolio registrati nelle prove di essiccazione (potere calorifico noto di 42,67 MJ/kg), comparando questi consumi con quelli relativi al mais utilizzato come combustibile. Si è così ottenuto un PCI di 15,89 MJ/kg, che sarà utilizzato come riferimento per i risultati relativi alle prove di essiccazione. Tale dato è di fondamentale importanza per tutte le valutazioni tecniche ed economiche inerenti all'uso del mais come combustibile e per il dimensionamento corretto degli impianti termici che utilizzano tale prodotto. Tanto più elevata è l'umidità del combustibile, tanto minore sarà il suo contenuto energetico. Si può notare come il contenuto energetico di 1 kg di gasolio equivalga a quello di 3,18 kg di legna e 2,68 kg di mais. Per ottenere lo stesso contenuto energetico di 1 litro di gasolio occorrono 2,64 kg di cippato di legna e 2,22 kg di granella di mais.

I punti di forza nella combustione della granella di mais in luogo del gasolio, sono molteplici:

PARAMETRI	GASOLIO AGRICOLO	GRANELLA DI MAIS		OLIO DI COLZA
		CONVENZIONALE	NO FOOD/SCARTO ⁽¹⁾	
Potere calorifico (MJ.kg ⁻¹)	42,68	15,89	15,89	36,82
Prezzo di mercato (€.t ⁻¹) ⁽²⁾	700	150	70	550
Costo unitario energia (€.GJ ⁻¹) ⁽³⁾	16,40	8,18	14,94	16,40
Equivalenza con gasolio (kg/kg) ⁽⁴⁾	1,00	2,68	2,68	1,16
Risparmio economico rispetto al gasolio agricolo (%)	0%	42%	73%	9%
(1) È considerata granella a uso non alimentare o con micotossine (2) Dati rilevati nella primavera 2007 (3) Sono considerati solo i costi relativi al combustibile (4) Servono 2,68 kg di granella di mais e 1,16 kg di olio di colza per ottenere l'energia contenuta in 1 kg di gasolio				

Tab. 2 *Confronto economico tra l'uso di gasolio, granella di mais e olio grezzo di colza senza incentivi economici*

- Vantaggio economico. Bruciare mais è più conveniente che utilizzare il gasolio (tab. 2). Il risparmio è pari a circa il 42%, nel caso di mais di qualità. Questo valore potrebbe essere ulteriormente incrementato, se si utilizza prodotto di scarto (mais spezzato o micotossinato, spesso commercializzato a prezzi inferiori a 70 euro/t), o nel caso di un ulteriore aumento del prezzo del gasolio.
- Bassi investimenti. Assenza di investimenti in macchine per la produzione, in quanto esse sono le stesse già presenti in azienda, anche la tecnica colturale è consolidata.
- Prodotto standardizzato. La granella di mais ha caratteristiche standard con potere calorifico paragonabile al pellet (17,98 MJ/kg, a norma DIN) e questo consente di semplificare gli impianti per la combustione.
- Basso costo dell'impianto di combustione. Gli impianti sono semplici in quando si brucia un prodotto standard. Questo favorisce la realizzazione anche di impianti di piccola e media taglia.
- Basso costo del combustibile. Assenza di esborso monetario per l'acquisto di combustibile soprattutto per le aziende che producono mais.
- Facile reperibilità. Il mais è una coltura molto diffusa e ciò oltre a facilitarne la reperibilità consente anche di organizzare una filiera corta. La produzione cerealicola è ben distribuita nelle zone pianeggianti e collinari come anche gli impianti di stoccaggio, quindi l'approvvigionamento non comporta trasporti a distanze troppo elevate.
- Mercato consolidato. Il mais è caratterizzato da una quotazione del prezzo mondiale, con piccole oscillazioni, trattato su tutte le borse merci. Questo

ITALIA	SUPERFICIE (ha)	PRODUZIONE (t)	GASOLIO (t)	CO ₂ (t)
Mais	1.200.000	11.000.000	168.300	531.500
Riso	226.000	1.356.000	20.750	65.530
Totale	1.426.000	12.356.000	189.050	597.030

Tab. 3 *Consumi di gasolio ed emissioni di anidride carbonica (CO₂) per l'essiccazione di mais e riso su base nazionale*

facilita sia le valutazioni tecnico-economiche relative agli impianti che si intendono realizzare e sia la gestione degli stessi, nel caso in cui il prodotto vada acquistato sul mercato.

- Facile da usare. Viene tranquillamente utilizzato per la combustione tal quale.
- Facile da conservare e stoccare. Il mais essiccato (12-13% di umidità) non presenta problemi di conservabilità anche per parecchi mesi. Inoltre, non essendo destinato a uso alimentare, esso può essere conservato anche in condizioni di stoccaggio non ottimali, in quanto un deterioramento della qualità del prodotto non modificherebbe le sue caratteristiche energetiche.
- Opportunità per gli essiccatoi. Nel caso di mais impiegato per l'essiccazione di cereali, la superficie da destinare alla produzione di mais *no food* sarebbe pari a 3-5 ha (magari a set-aside) ogni 100 ha di cereale coltivato.
- Basso impatto ambientale. Dal punto di vista ambientale, mentre una tonnellata di gasolio emette 3,16 t di anidride carbonica in atmosfera, la filiera di produzione di energia dai cereali consentirebbe di avere, su base nazionale, un'agricoltura a emissioni zero rispetto alla produzione di anidride carbonica da fonti fossili. La sola sostituzione del gasolio negli impianti di essiccazione di mais e riso potrebbe portare alla riduzione del 6,5% delle emissioni dell'agricoltura (tab. 3).
- Valore aggiunto all'agricoltura. A differenza delle filiere, quali biodiesel o bioetanolo, quella del mais per combustione non richiede investimenti in impianti industriali di trasformazione, per cui i benefici della filiera rimarrebbero all'agricoltura.
- Valorizzazione del prodotto micotossinato. Il valore energetico del prodotto non dipende dallo stato di conservazione, e non è influenzato dalla presenza delle micotossine, che vengono completamente distrutte durante la combustione. L'utilizzo di granella di scarto consentirebbe di elevare la qualità del prodotto destinato a usi alimentari o zootecnici.
- Pochi contributi pubblici. Poiché il mais è già coltivato non sono necessari contributi per la coltivazione e la meccanizzazione. Basterebbero pochi finanziamenti da parte dell'Ente pubblico finalizzati all'acquisto di tecno-

logie di combustione per diffondere in modo significativo la produzione di energia rinnovabile sul territorio. Le filiere potrebbero svilupparsi in seno all'attività agricola, almeno per quello che concerne i piccoli centri e le esigenze termiche o elettriche di piccola/media taglia. Si verrebbe così a costituire un sostegno indiretto agli agricoltori, con l'introduzione di un utilizzo plurimo del prodotto.

- Attenzione alle emissioni. Gli aspetti relativi alle emissioni vanno esaminati con cura. La continua riduzione dei limiti, da parte degli organismi preposti alla tutela dell'ambiente, potrebbe penalizzare gli impianti a biomassa, ivi inclusa la granella di mais. Gli impianti, per soddisfare i nuovi limiti, potrebbero richiedere tecnologie più complesse, con l'aumento dei costi di investimento per le aziende, con la conseguenza di limitare la diffusione di impianti medio-piccoli.
- Competizione con la filiera zootecnica e con le destinazioni alimentari. Si è visto come l'utilizzo di una parte della produzione Usa per la produzione di etanolo abbia determinato un aumento sensibile dei prezzi, che sono passati da 122 €/t nel 2005 a 150 €/t nel 2006 e sono tuttora in crescita. Le filiere della granella di cereali impiegata come combustibile sono molte:
- autoconsumo per il riscaldamento dell'abitazione; per l'essiccazione di prodotti; per riscaldare serre o altri fabbricati;
- produzione e vendita di energia termica a terzi;
- produzione e vendita di granella a terzi come fonte energetica.

Si tratta comunque di filiere corte con reperibilità locale del combustibile. Ad esempio il fabbisogno annuo di una potenza termica installata di 1 MW (ipotizzando un utilizzo di 12 ore al giorno per 150 giorni all'anno) è di circa 280 t di granella di mais, pari a circa 25 ha di superficie coltivata, con un raggio teorico di approvvigionamento inferiore a 300 m. Distanze più importanti, ma sempre contenute, saranno originate nel caso si intendano utilizzare i cereali per la produzione di energia elettrica.

Occorre prestare attenzione ai facili entusiasmi legati alla costruzione di impianti per la produzione di energia in loco da destinarsi a terzi. L'azienda agricola, intenzionata a produrre energia finalizzata alla vendita, per poter essere economicamente competitiva deve collocare il proprio impianto nei pressi dell'utenza.

Per l'azienda agricola che produce biomassa, demandando ad altri l'impiego a fini energetici, invece occorre valutare quale prezzo della biomassa sia remunerativo per la coltivazione.

L'uso del cereale come combustibile potrebbe essere vantaggioso in centrali di piccola e media potenza, così come classificate da uno studio del Comitato termotecnico italiano (Riva, 2005).



Fig. 1 Combustore polivalente (gasolio e maïs) a fiamma diretta impiegato nella prova

Affinché la filiera rimanga nell'ambito agricolo, sarebbe opportuno incentivare la produzione di energia limitatamente a potenze inferiori ai 10 MW termici, anche per impianti cooperativi, per evitare consumi eccessivi di cereali e per mantenere la filiera corta. Nel contempo, occorrerebbe vincolare l'eventuale sostegno agli impianti per la produzione di energia dai cereali, finalizzata alla vendita, a patto che questi utilizzino almeno il 50% di cereale di produzione aziendale.

La tecnologia di combustione, intesa come automazione completa dell'impianto, compresa la manutenzione della caldaia, lo smaltimento delle ceneri e il controllo delle emissioni, è tutt'ora il collo di bottiglia che vincola la diffusione dell'utilizzo delle energie rinnovabili da cereali. In questo senso è necessario il contributo della ricerca.

A tale scopo, un progetto di ricerca della Regione Piemonte, finanziato dal Programma Nazionale Biocombustibili PROBIO, si poneva tra gli obiettivi la messa a punto e la verifica della tecnologia di combustione del maïs. La ricerca è tuttora in corso presso il DEIAFA dell'Università degli Studi di Torino, e ha portato alla realizzazione di un combustore a fiamma diretta specificatamente studiato per l'essiccazione del riso.

L'impianto di combustione (figg. 1 e 2) è composto da:

- un serbatoio per lo stoccaggio e l'alimentazione della granella;
- un mulino a martelli;



Fig. 2 *Particolare del sistema di alimentazione del mais*

- un ventilatore centrifugo;
- condotti per il convogliamento pneumatico del prodotto macinato;
- un combustore a doppia parete;
- un bruciatore a gasolio.

Il combustore viene avviato a gasolio, questo per far sì che raggiunga una determinata temperatura necessaria per rendere possibile l'autocombustione del mais. Raggiunta la temperatura di innesco, il combustore funziona con granella di mais all'umidità commerciale, preventivamente macinata e inviata alla camera di combustione per via pneumatica. Il processo si autoalimenta, con la miscela aria-mais che brucia in un letto fluido, senza consumo di combustibile fossile. Si ha così la combustione completa e la produzione di un flusso di gas combusti.

La miscelazione dei gas di combustione con l'aria ambiente consente di regolare la temperatura dell'aria in ingresso nell'impianto di essiccazione.

Il funzionamento dell'impianto è completamente automatico, come per gli impianti a gasolio. Il bruciatore può funzionare a mais o a gasolio e si può passare da uno all'altro in qualsiasi momento durante l'utilizzo.

Le prove sono state effettuate su due essiccatoi nuovi, uguali come capacità, a uno dei quali è stato abbinato il combustore funzionante a mais, mentre l'altro era dotato di un normale bruciatore a gasolio. I due impianti sono stati installati uno di fianco all'altro nel medesimo centro di stoccaggio cere-

ali. Inoltre, la comparazione presentata nel presente lavoro si riferisce a una prova effettuata con la stessa varietà e nello stesso giorno, in modo da poter verificare le capacità e i consumi energetici dei due impianti, operanti con le medesime condizioni di prova.

Gli essiccatoi erano del tipo a ricircolo, detti anche a nido d'ape o a losanga. Questi sono costituiti da un corpo essiccante dove al prodotto viene sempre impresso un movimento verticale a zig-zag verso il basso; il continuo rimescolamento è realizzato da una sovrapposta e sfasata serie di canali orizzontali di lamiera chiusa, aperti alla base e leggermente rastremati in modo da mantenere costante la pressione dell'aria su tutta la loro estensione. I canali di ciascuna fila hanno una estremità aperta e l'opposta chiusa; quelli della fila sovrastante e sottostante hanno il lato aperto dalla parte opposta. L'aria in entrata, percorre i canali e attraversa la massa del cereale, per finire nel canale sovrastante/sottostante che presenta l'apertura sul lato in uscita dell'aria. Nella parte inferiore è posizionato il sistema per lo scarico o il ricircolo del prodotto che, nei moderni impianti, è temporizzato e comandato da un PLC (Programmable Logical Control).

Per favorire l'essiccazione omogenea dei chicchi di riso, si susseguono fasi di essiccazione e di rinvenimento fino al raggiungimento dell'umidità di conservazione (13% circa). Il processo di essiccazione in questo caso è discontinuo, ma consente una migliore uniformità dell'umidità del prodotto dopo essiccazione. Essiccatoi di questo tipo garantiscono elevate produttività essiccando notevoli quantità di prodotto in breve tempo, e trovano spazio in realtà aziendali di notevole dimensione o in centri cooperativi di essiccazione dei cereali.

Per la misurazione delle temperature e umidità dell'aria di essiccazione sono stati impiegati datalogger HOBO® serie H08 a 4 uscite. Questi dispositivi sono di piccole dimensioni e sono forniti di batteria e memoria proprie, per cui non necessitano di collegamento con un'unità centrale. È stato quindi possibile inserirli all'interno dell'essiccatoio, per misurare temperatura e umidità dell'aria in entrata e in uscita, dopo aver attraversato il riso da essiccare. Altri sensori sono stati posizionati esternamente all'impianto, nelle vicinanze del combustore, in modo da analizzare la temperatura e l'umidità dell'aria esterna.

I dati ottenuti hanno fornito un'indicazione sulla distribuzione del flusso di aria all'interno della massa in essiccazione e hanno permesso di costruire i grafici relativi all'andamento della temperatura e umidità per l'intero ciclo di essiccazione.

Per un rilievo delle utenze e dei consumi dell'impianto elettrico, è stato utilizzato un analizzatore di rete. Esso è composto di una centralina di ac-

quisizione ed elaborazione dati, di pinze amperometriche e di morsetti per la misura di amperaggio e voltaggio. L'analizzatore di rete ha fornito, a intervalli prestabiliti, i dati della potenza elettrica assorbita. Essi sono stati elaborati per comparare i due impianti in termini di potenze elettriche impiegate e consumi.

I consumi di gasolio dei due impianti sono stati misurati con dei contatori meccanici, collegati ai tubi di mandata e ritorno del bruciatore a gasolio. La differenza totalizzata dai due contatori, ha consentito di calcolare i consumi effettivi del combustore. Per verificare i consumi, sono stati eseguiti controlli manuali sulla capacità del serbatoio del combustibile con il metodo del rab-bocco, mediante una pompa munita di contalitri. I consumi di mais sono stati misurati in continuo con celle dinamometriche poste alla base del silos contenente la granella utilizzata come combustibile, collegate a una bilancia elettronica.

Per la misurazione dell'umidità del riso durante l'essiccazione, sono stati prelevati dei campioni a intervallo di tempo variabile (30 o 60 minuti) e, grazie a una bilancia di precisione, ne è stata rilevata la massa. In seguito i campioni sono stati collocati in stufa a 105°C per un periodo di 72 ore. Infine, per ulteriore verifica della quantità d'acqua evaporata, tutto il prodotto è stato pesato prima e dopo l'essiccazione.

Vengono di seguito riportati i risultati della prova comparativa del 27 ottobre 2005. Durante tale prova la varietà di riso essiccata è stata il Carnaroli (lungo A).

Per l'impianto funzionante a gasolio, l'umidità iniziale del risone era del 28,4% mentre la finale era del 14,1%. Sono state caricate 32 t di risone da essicare. La durata del ciclo di essiccazione è stata di 10,24 ore, con una perdita di 14,3 punti di umidità, che equivalgono a un valore di medio di 1,4 punti persi all'ora, pari a circa 520 kg/ora di acqua evaporata. La temperatura media dell'aria riscaldata è stata di 46,3 °C. La temperatura dell'aria in uscita è aumentata durante l'essiccazione, fino a raggiungere un massimo di 35 °C.

Nella figura 3 viene visualizzato l'andamento delle temperature durante la prova. Per quanto riguarda la temperatura dell'aria esterna registrata durante la prova la media è stata di 16,5 °C, la massima di 18,7 °C e la minima di 14,9 °C; l'escursione termica è stata di 4,8 °C. Il consumo di gasolio durante il processo è stato di 660 L.

Per l'impianto funzionante a mais, prodotto e quantità erano gli stessi; la durata del ciclo di essiccazione è stata di circa 12,20 ore, con una perdita di 14,3 punti di umidità, che equivalgono a un valore di medio di 1,18 punti persi all'ora, pari a circa 436 kg/ora di acqua evaporata.

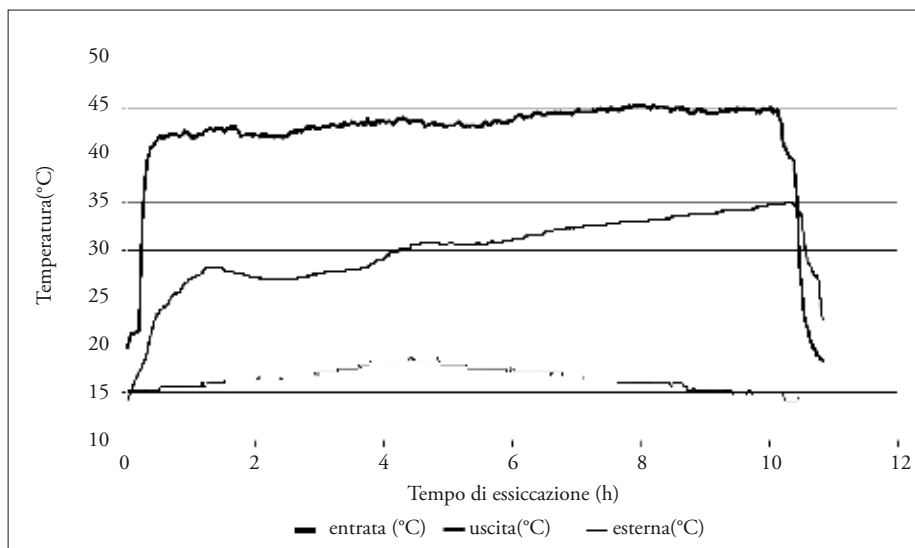


Fig. 3 *Temperature dell'essiccatoio a ricircolo con combustore a gasolio*

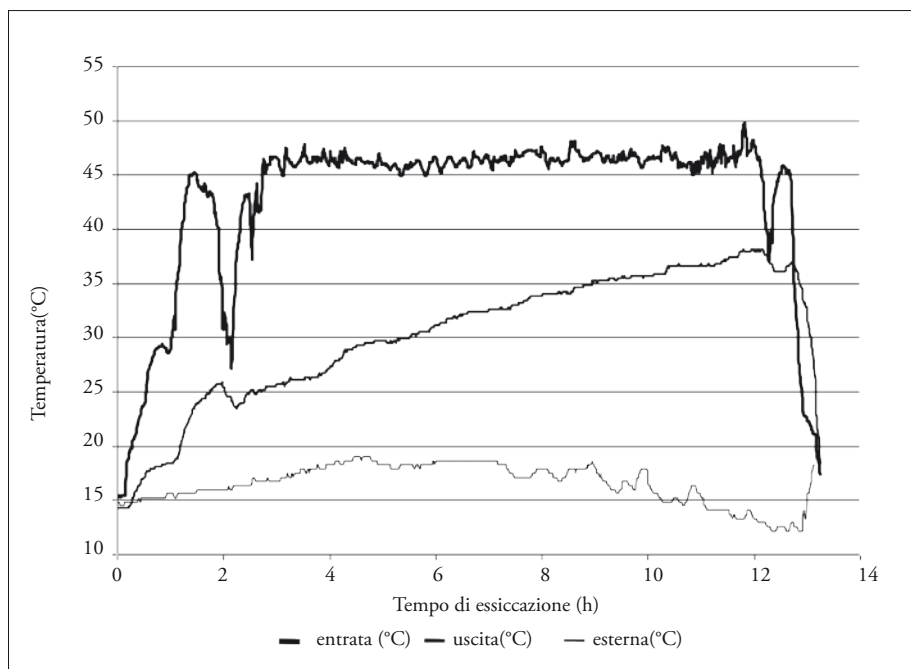


Fig. 4 *Temperature dell'essiccatoio a ricircolo con combustore a mais*

PARAMETRI DI CONFRONTO	ESSICCATOIO CON COMBUSTORE A GASOLIO	ESSICCATOIO CON COMBUSTORE A MAIS
Tempi e capacità di lavoro		
Tempo di essiccazione (h)	10,24	12,20
Acqua evaporata (kg)	5.327	5.327
Acqua evaporata (kg/ora)	520	436
Acqua evaporata (%/ora)	1,40	1,18
Energia termica		
Consumo gasolio (L)	660	60
Consumo mais (kg)	–	1.338
Consumo unitario gasolio (L/t risone essiccato)	20,63	1,88
Consumo unitario mais (kg/t risone essiccato)	–	41,81
Consumo unitario gasolio (L/kg H ₂ O evaporata)	0,124	0,011
Consumo unitario mais (kg/kg H ₂ O evaporata)	–	0,2512
Energia termica unitaria (kcal/kg H ₂ O evaporata)	1.049	1.050
Energia termica unitaria (MJ/kg H ₂ O evaporata)	4,389	4,393
Energia elettrica		
Potenza elettrica media (kW)	23,50	29,50
Consumo energia elettrica (kWh)	240,64	302,08
Consumo unitario energia elettrica (kWh/t risone essiccato)	7,520	9,440
Consumo unitario energia elettrica (kWh/kg H ₂ O evaporata)	0,045	0,057
Energia totale-termica ed elettrica		
Consumo totale unitario (MJ/t di risone essiccato)	758,9	766,8
Consumo totale unitario (MJ/kg H ₂ O evaporata)	4,55	4,60

Tab. 4 *Risultati delle prove comparative di essiccazione*

Nella figura 4 viene visualizzato l'andamento delle temperature durante la prova. La temperatura dell'aria in uscita è salita fino a raggiungere un massimo di 38 °C al momento in cui è stato interrotto il processo di essiccazione.

Nella prova, dopo l'avviamento del bruciatore mais, la temperatura media dell'aria riscaldata è stata di 42,7 °C, con oscillazioni in media di 0,42 °C, non influenti sulla qualità del processo di essiccazione. I principali risultati della prova comparativa sono riportati in tabella 4, dove sono evidenziate le capacità di lavoro e i consumi energetici, termici ed elettrici.

La capacità di lavoro è risultata più elevata per l'impianto a gasolio. Tale maggiore capacità di essiccazione, 1.4 punti/h per l'impianto a gasolio, contro 1.18 punti/h per l'impianto a mais, è dovuta unicamente ad alcuni problemi di combustione del mais durante la fase iniziale della prova. Una volta

PARAMETRI DI CONFRONTO	ESSICCATOIO CON COMBUSTORE A GASOLIO		ESSICCATOIO CON COMBUSTORE A MAIS
	GASOLIO AGRICOLO	MAIS NO FOOD/ SCARTO ⁽¹⁾	MAIS CONVENZIONALE
Umidità persa (%)	14,3	14,3	14,3
Consumo gasolio (L/t)	20,65	1,88	1,88
Consumo mais (kg/t)		41,82	41,82
Costo gasolio per essiccazione (euro/t)	11,98	1,09	1,09
Costo mais per essiccazione (euro/t)		2,93	6,27
Costo energia elettrica ⁽²⁾ (euro/t)		0,19	0,19
Costo totale per essiccazione (euro/t)	11,98	4,21	7,55
Risparmio con combustore a mais (euro/t)		7,77	4,42
Risparmio con combustore a mais (%)		65	37
(1) È considerata granella a uso non alimentare o con micotossine (2) Consumo energia elettrica supplementare per mulino a martelli e ventilatori del bruciatore a mais			

Tab. 5 *Confronto economico tra gasolio e mais come combustibili per l'essiccazione*

a regime l'essiccatoio a mais ha funzionato come quello a gasolio. In presenza di funzionamento continuo, senza problemi, le capacità degli impianti sarebbero sostanzialmente equivalenti.

Per quanto riguarda i consumi di gasolio, essi sono stati di 20,6 L/t per il combustore a gasolio, e di 1,88 L/t per il combustore a mais, per la fase iniziale di riscaldamento, prima dell'immissione della granella macinata. Sono stati consumati circa 42 kg di mais per tonnellata di risone da essicare. Il consumo di energia termica, per kg di acqua evaporata, è stato sostanzialmente equivalente per i due impianti.

I consumi elettrici, sono più elevati (25%) per l'impianto con combustore a mais, a causa del mulino utilizzato per la macinazione del prodotto e per i ventilatori usati per il trasporto pneumatico della granella e per l'immissione di aria secondaria. Tali consumi sono però poco influenti sull'energia totale consumata, a causa dell'elevata incidenza dell'energia termica impiegata nel processo di essiccazione, con un aumento solo di un punto percentuale, passando da 758,9 MJ/t per l'impianto a gasolio a 766,8 MJ/t per l'impianto a mais.

L'uso del mais come combustibile per l'essiccazione è semplice ed economicamente molto vantaggioso nell'azienda agricola, in quanto essa non deve dotarsi di nuove macchine per la coltivazione, dal momento che sono le stesse già presenti in azienda per le colture cerealicole.

Considerando i dati delle prove di essiccazione, la convenienza economica all'uso del mais come combustibile è evidenziata in tabella 5, dove vengono messi a confronto i risparmi ottenibili considerando due prove di essiccazione del riso. La tabella considera anche i maggiori costi dell'energia elettrica per il combustore a mais e il quantitativo di gasolio utilizzato alla partenza per innescare l'autocombustione del mais.

In caso di autoproduzione in azienda della granella di mais, o di utilizzazione di prodotto *no food* o con micotossine, disponibile a prezzi inferiori, risulterebbe un risparmio monetario sul combustibile attorno al 65% rispetto al gasolio. Nel caso in cui si debba acquistare del mais di qualità il risparmio si attesta attorno al 37%. Per quanto concerne i costi dell'impianto di combustione del mais, essendo il combustibile molto omogeneo, dovrebbe avere un costo più contenuto, a parità di potenza termica, rispetto a bruciatori di biomasse già esistenti e affermati, come quelli che utilizzano cippato di legna.

In tabella 6 è presentato il quadro economico relativo alla percentuale di risparmio ottenibile con l'impiego del mais come combustibile in funzione della variazione del suo prezzo e di quello del gasolio.

La tipologia del mais impiegato per la combustione, e di conseguenza il suo valore, o aumenti sensibili del prezzo del gasolio di riferimento (uso agricolo, uso civile), determinano importanti variazioni nella convenienza economica. Nel 2005 il prezzo del gasolio uso agricolo e del mais convenzionale erano rispettivamente di 700 e 120 €/t. La convenienza economica a utilizzare il mais come combustibile nel processo di essiccazione, al lordo degli ammortamenti del combustore, era del 48%. Nel 2006, a seguito del considerevole aumento del prezzo del mais, la convenienza economica si è ridotta al 37%.

CONCLUSIONI

Il primo dato interessante che si evince da questa ricerca è il potere calorifico del mais, pari a 15,89 MJ/kg, per un prodotto all'11% di umidità. Ciò sta a indicare una equivalenza energetica tra 1 L di gasolio e 2,22 kg di mais. Questo dato è indispensabile per procedere alle valutazioni tecniche ed economiche nell'impiego del mais come combustibile. Per quanto riguarda i consumi energetici per l'essiccazione, essi sono influenzati da diversi fattori: le condizioni meteorologiche; il tipo di impianto; il livello di umidità al quale si vuole essiccare il risone e i punti che devono essere persi con l'essiccazione. Più si vuole ridurre l'umidità del prodotto dopo essiccazione, più il tempo necessario a completare il processo sarà elevato e, conseguentemente, saranno elevati i consumi energetici corrispondenti.

		PREZZO DEL GASOLIO (€·t ⁻¹)						
		600	700	800	900	1000	1100	1200
Prezzo della granella di mais (€·t ⁻¹)	70	61	65	68	71	73	74	76
	80	57	62	65	68	70	72	74
	90	53	58	62	65	68	70	72
	100	49	55	59	63	66	68	70
	110	45	51	56	60	63	66	68
	120	41	48	53	57	61	63	66
	130	37	44	50	55	58	61	64
	140	32	41	47	52	56	59	62
	150	28	37	44	49	53	57	60
	160	24	34	41	47	51	55	58
	170	20	30	38	44	49	52	56
	180	16	27	35	41	46	50	54
	190	12	23	32	38	44	48	52
	200	8	20	29	36	41	46	50

Tab. 6 *Percentuale di risparmio sui costi del combustibile con il combustore a mais rispetto a quello a gasolio*

Confrontando i dati nella tabella 4, si nota come l'impianto a mais abbia delle prestazioni, in termini di essiccazione, praticamente equivalenti a quello a gasolio. Ciò sta a indicare sostanzialmente la bontà del mais come combustibile e della tecnologia messa a punto per utilizzarlo a tale scopo. In particolare, il programma di automazione che controlla le temperature dell'aria in ingresso dell'essiccatoio ha garantito le temperature di esercizio richieste nell'impianto di essiccazione.

Per quanto riguarda le emissioni derivanti dalla combustione del mais dell'impianto oggetto delle prove, esse sono risultate entro i limiti di legge per gli essiccatoi.

Sono state effettuate delle valutazioni sulla superficie da destinare a mais come combustibile per l'essiccazione del riso. Considerando i dati medi di produzione e umidità alla raccolta di riso e mais, è necessario investire a mais tra il 3-5% della superficie destinata a riso.

L'uso del mais come combustibile consente risparmi economici all'incirca del 65%, se l'azienda utilizza mais di scarto o *no food*, che si riducono al 37% nel caso si impieghi mais di prima qualità. L'unico investimento necessario per impiegare la granella di mais come biomassa è l'acquisto dell'impianto di combustione, con un tempo di ritorno dell'investimento pari a 3-4 anni.

L'utilizzo di tale tecnologia potrebbe portare considerevoli benefici:

- all'ambiente e alla collettività, in quanto si potrebbero sostituire le circa 21.000 t di gasolio utilizzate ogni anno per l'essiccazione del riso con

granella di mais, ottenendo benefici considerevoli per emissioni e per produzione di CO₂;

- all'azienda agricola e all'agricoltura in genere, che si trova a poter valorizzare un proprio prodotto e a non dover acquistare il gasolio per l'essiccazione, oltre che a poter destinare tale prodotto sia per alimentazione, sia per la produzione di energia, con una riduzione dei rischi per l'impresa;
- agli enti preposti a finanziare le energie rinnovabili in agricoltura, i quali dovranno solo finanziare gli impianti per la combustione della biomassa, senza investire sulle macchine per la coltivazione, in quanto le attrezzature sono le stesse della coltivazione del mais convenzionale.

Il collo di bottiglia è ancora rappresentato dalla tecnologia di combustione, e la ricerca dovrà indirizzarsi in tal senso nel futuro per favorire l'uso della granella di mais come biomassa.

Sarebbe inoltre opportuno promuovere limiti di emissioni più favorevoli all'uso delle biomasse, che considerino gli effetti positivi delle medesime sul bilancio dell'anidride carbonica. In questo ambito occorrerebbe analizzare la composizione delle emissioni da combustione di granella e compararle con quelle derivanti dai combustibili fossili, per verificare l'eventuale possibilità di porre limiti di emissioni diversi per i due tipi di combustibili.

FRANCESCO FANTOZZI*, DAVID CHIARAMONTI**

Processi di conversione energetica delle biomasse di tipo termochimico***

I. COMBUSTIONE

1.1 *Descrizione del processo*

La combustione è una reazione chimica in cui una sostanza (combustibile) si combina con l'ossigeno dell'aria (comburente) sviluppando calore. La combustione presuppone la contemporanea presenza, in giuste proporzioni, dei due elementi e di un adeguato valore della temperatura. In assenza anche di uno solo di questi fattori la combustione non ha luogo, mentre se le proporzioni non sono rispettate si parla di combustione incompleta. Dal punto di vista termodinamico, la combustione è un processo di conversione dell'energia chimica del combustibile in calore.

Il processo di combustione della biomassa può essere schematizzato in tre fasi distinte:

1. essiccazione e riscaldamento: la particella solida riceve calore dall'ambiente circostante e aumenta di temperatura fino a raggiungere la soglia di evaporazione dell'acqua (assunta convenzionalmente pari a circa 105 °C); una volta eliminata l'acqua, la biomassa secca si riscalda fino a raggiungere la soglia di pirolisi;
2. pirolisi: il calore trasmesso agli strati interni della particella, in assenza di ossigeno, trasforma la biomassa in una frazione solida (char), costituita da carbonio fisso e ceneri, e in una volatile, che abbandona la fase solida;

* Centro Ricerca Biomasse, Università degli Studi di Perugia

** Centro interdipartimentale di Ricerca per le Energie Alternative e Rinnovabili (CREAR), Università degli Studi di Firenze

*** Il lavoro è il risultato del lavoro collegiale degli Autori, i cui contributi alla stesura del testo possono essere individuati come segue: a Francesco Fantozzi i paragrafi 1, 3.1, 3.2.1, 3.2.2.1, 5 (in comune); a David Chiaramonti sono attribuibili i paragrafi 2, 3.2.2.2, 4, 5 (in comune)

3. ossidazione: i prodotti della pirolisi, a contatto con l'ossigeno dell'aria, danno luogo alla combustione, reazione fortemente esotermica, che avviene velocemente per la frazione volatile, sopra il letto di char, con emissione di radiazione luminosa nello spettro del visibile (fiamma) e più lentamente per il carbonio fisso nel char, con emissione di radiazione luminosa principalmente nell'infrarosso (brace).

Le tre fasi avvengono in serie a livello di singola particella e all'interno di un letto di biomassa in un combustore possono identificare zone a diversa temperatura.

Dalla breve descrizione sopra riportata si evince anche come sia necessario apportare l'ossigeno in maniera opportuna, per ossidare sia la frazione volatile che quella solida; in particolare, per ossidare la frazione solida è pratica comune insufflare aria direttamente attraverso il letto solido, generalmente dal basso verso l'alto (aria primaria), mentre per ossidare le sostanze volatili l'aria viene immessa al di sopra del letto (aria secondaria).

La combustione è generalmente attuata in apparecchiature (combustori) appositamente realizzate per ottimizzare la miscelazione tra combustibile e comburente (generalmente aria) e per movimentare adeguatamente la biomassa dalla sezione di carico all'interno del combustore e le ceneri dalla sezione di scarico fino alla loro estrazione dal combustore. I gas di combustione sono avviati alla sezione dove avviene lo scambio di calore tra essi e i fluidi di processo (acqua, vapore, olio diatermico, ecc.) e successivamente alla sezione di depurazione ed al camino.

La combustione di prodotti e residui agricoli si attua con buoni rendimenti, se si utilizzano come combustibili sostanze ricche di glucidi strutturati (cellulosa e lignina) e con contenuti di acqua inferiori al 35%. I prodotti utilizzabili a tale scopo sono: legname, paglie di cereali, residui di raccolta di legumi secchi, di piante oleaginose (ricino, ecc.) e di piante da fibra tessile (cotone, canapa, ecc.), residui legnosi di potatura di piante da frutto e di piante forestali, residui delle industrie agrarie, ecc. Per migliorare il rendimento di combustione, la biomassa può subire dei pre-trattamenti per ridurre il contenuto di umidità ovvero per essere trasformata in pellet, bricchette o cippato, con lo scopo di renderla più omogenea ed idonea all'impiego in combustori, rispetto alla biomassa non trattata.

1.2 Caratterizzazione delle tecnologie disponibili

Un sistema per la combustione di biomassa deve provvedere alla dosatura dell'aria e del combustibile, all'accensione e al mantenimento della fiamma,

alla volatilizzazione del combustibile, al posizionamento della fiamma in zone opportune della camera di combustione, alla movimentazione del combustibile e dei residui all'interno della camera.

1.2.1 Tecnologie di combustione

1.2.1.1 Tecnologie convenzionali

1.2.1.1.1 Bruciatori a griglia

La combustione a griglia è il sistema più antico per la combustione di biomasse solide ed è ancora oggi il più utilizzato per l'elevata affidabilità e semplicità di impiego e perché in grado di bruciare biomassa di pezzatura diversa e a diverso contenuto di umidità. I sistemi a griglia derivano dalla tecnica tradizionale di combustione della legna nei focolari domestici, in cui la legna è adagiata su di un supporto metallico forato (griglia) che permette il passaggio dell'aria primaria dal basso attraverso il letto, per convezione naturale innescata dal flusso di prodotti di combustione caldi che lasciano il letto.

Si riconoscono due tipologie principali di combustori a griglia:

- sistemi a sfioro ed accumulo (*pile burners*): l'alimentazione della biomassa avviene in maniera continua da un unico punto in maniera che la nuova

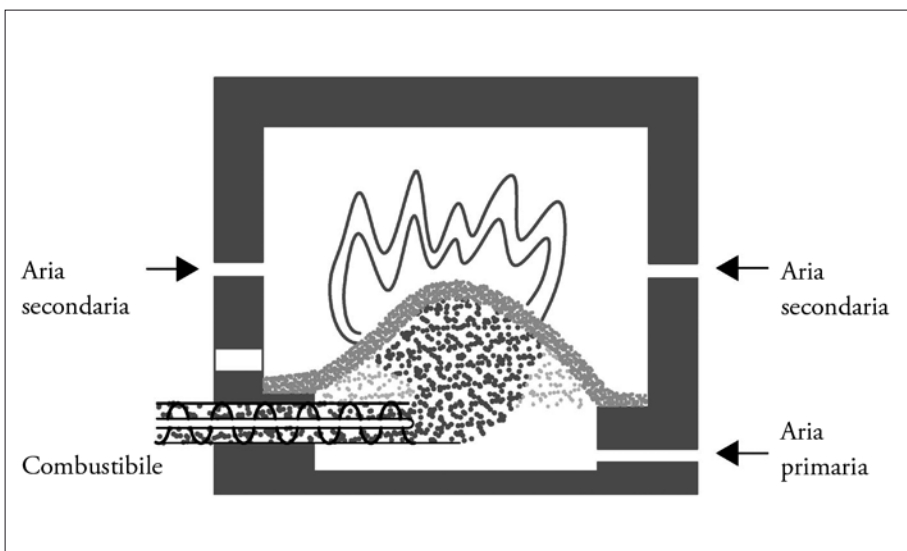


Fig. 1 Sistema di combustione a sfioro

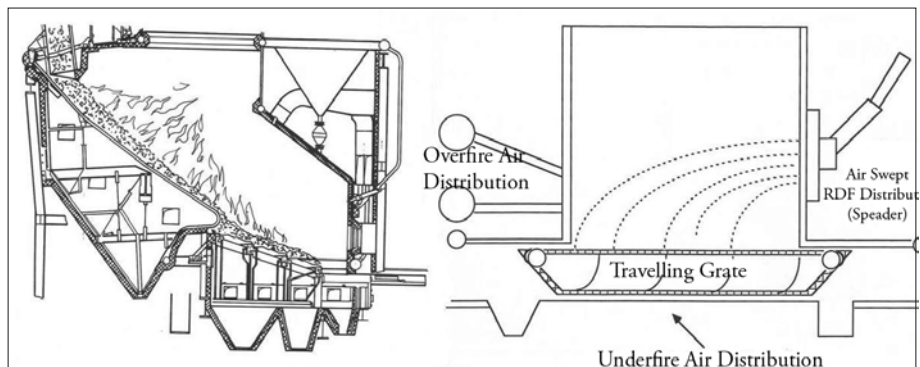


Fig 2 Sistema di combustione a griglia inclinata fissa o mobile (sx) e a griglia orizzontale mobile (dx) (Tillman, 1991)

biomassa spinga in avanti quella già combusta o in fase di combustione;

- sistemi ad alimentazione distribuita (*spreader-stoker*): il sistema di alimentazione provvede a distribuire la biomassa in maniera uniforme sulla griglia.

La distribuzione del combustibile sulla griglia e la sua movimentazione durante la fase di combustione permettono di distinguere alcune tipologie costruttive notevoli:

- sistemi a sfioro con alimentazione dal basso (*undergrate stokers*) (fig. 1), in cui la biomassa è spinta verso l'alto e spinge lateralmente i prodotti della combustione, su griglie apposite;
- sistemi a griglia inclinata fissa (*inclined grate*) o mobile (*sloping grate*) (fig. 2), in cui la movimentazione della biomassa è garantita dalla gravità o dall'opportuna movimentazione delle sezioni che compongono la griglia stessa;
- sistemi a griglia orizzontale mobile (*traveling grate*) (fig. 2), in cui la biomassa è adagiata su un nastro che, a bassissima velocità, la trasporta all'interno della fornace, percorrendo in serie le sezioni in cui avvengono tutte le fasi del processo di combustione.

1.2.1.1.2 Bruciatori a tamburo rotante

I forni a tamburo rotante sono costituiti da un cilindro di acciaio rivestito di materiale refrattario, che ruota attorno al proprio asse leggermente inclinato sull'orizzontale, per facilitare l'avanzamento del materiale. L'alimentazione avviene generalmente all'estremità superiore del cilindro e può essere in equicorrente o in controcorrente rispetto al flusso dei fumi di combustione (fig. 3).

La combustione in tamburo rotante avviene in maniera sensibilmente dif-

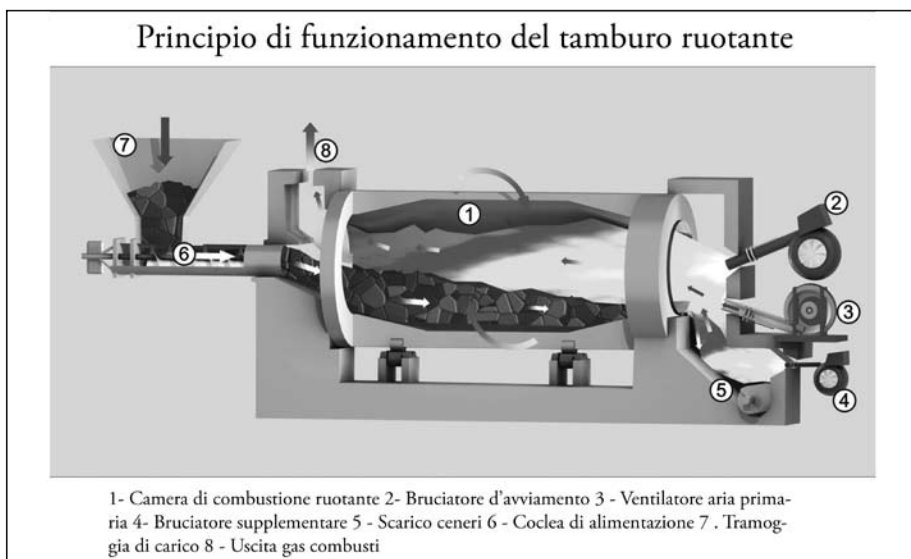


Fig. 3 *Tamburo rotante in controcorrente*

ferente rispetto a quella che si realizza nei sistemi a griglia, grazie all'elevato rimescolamento indotto dal moto di rotazione. Lo scambio termico per conduzione con le pareti del cilindro è preponderante e superiore a quello che si ha nei sistemi a griglia, come pure l'irraggiamento dalle pareti del cilindro e dalla fiamma; all'interno del cilindro sono disposti alternativamente setti, sollevatori e alette, che contribuiscono a incrementare la miscelazione, la turbolenza e lo scambio termico all'interno del letto.

1.2.1.1.3 Bruciatori in sospensione

Nei bruciatori in sospensione la biomassa finemente ridotta in pezzatura (fino allo stato pulverulento) viene bruciata in seno a un flusso di aria comburente preriscaldata e opportunamente dosata, in maniera analoga a quanto avviene nei bruciatori per combustibili liquidi. I bruciatori in sospensione, in termini di efficienza di combustione e potenza installabile, sono migliori dei sistemi a griglia e a tamburo rotante, perché bruciano un combustibile finemente ridotto in pezzatura che può quindi essere miscelato in maniera più efficace all'aria comburente e richiede meno tempo per il completamento della combustione. I sistemi di combustione in sospensione nascono principalmente per la combustione del polverino di carbone, ma sono utilizzati con successo anche nella combustione di biomasse fini (ad esempio segatura di legno, lolla di riso, ecc.).

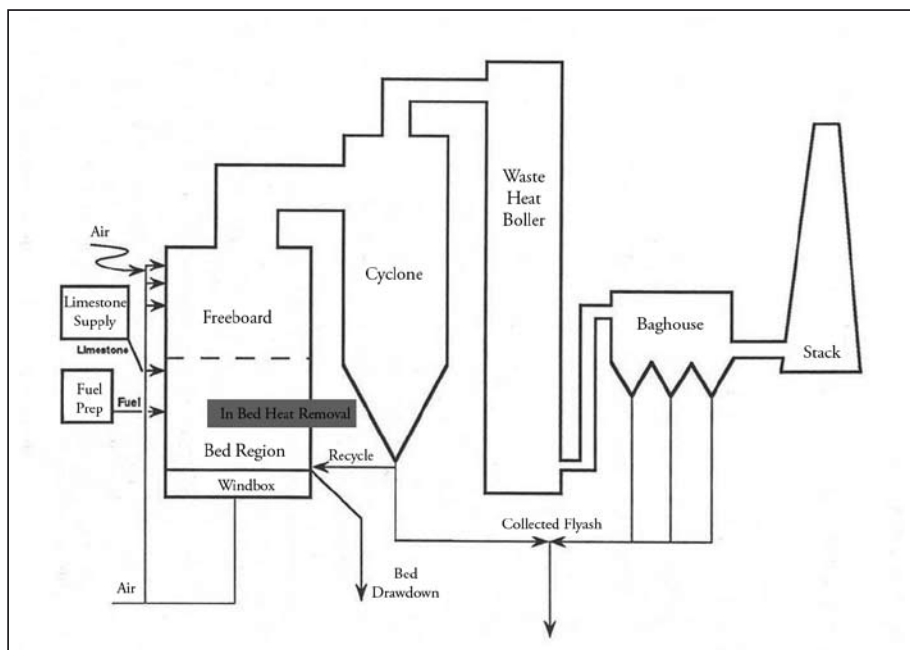


Fig. 4 Caldaia a letto fluido bollente (BFB) (Tillman, 1991)

1.2.1.2 Tecnologia a letto fluido

Negli ultimi decenni la tecnologia a letto fluido si è imposta commercialmente per la combustione di diversi combustibili solidi: dal carbone ai combustibili derivati dai rifiuti, alle biomasse. Nei combustori a letto fluido la biomassa è incenerita in un letto di sabbia, o analogo materiale inerte, a elevata temperatura (tipicamente 700-1000 °C) e mantenuto in sospensione turbolenta da appositi ventilatori, tanto da assumere l'aspetto di un fluido; da qui l'espressione *letto fluido*.

L'introduzione della turbolenza solida nel processo di combustione ne modifica sostanzialmente i meccanismi e i fenomeni di trasporto di calore e massa rendendo, ad esempio, la temperatura di combustione una variabile indipendente dalla stechiometria e dalla temperatura dell'aria di combustione. La tecnologia a letto fluido, inoltre, permette di controllare la produzione di gas acidi direttamente nel reattore, mediante l'introduzione di materiali assorbenti nel letto fluido.

Con riferimento alla figura 4, un generico sistema a letto fluido è costituito dalla sezione di alimentazione del combustibile (*fuel supply*) e del reagente per l'abbattimento delle emissioni, ad esempio calcare (*limestone supply*), dal

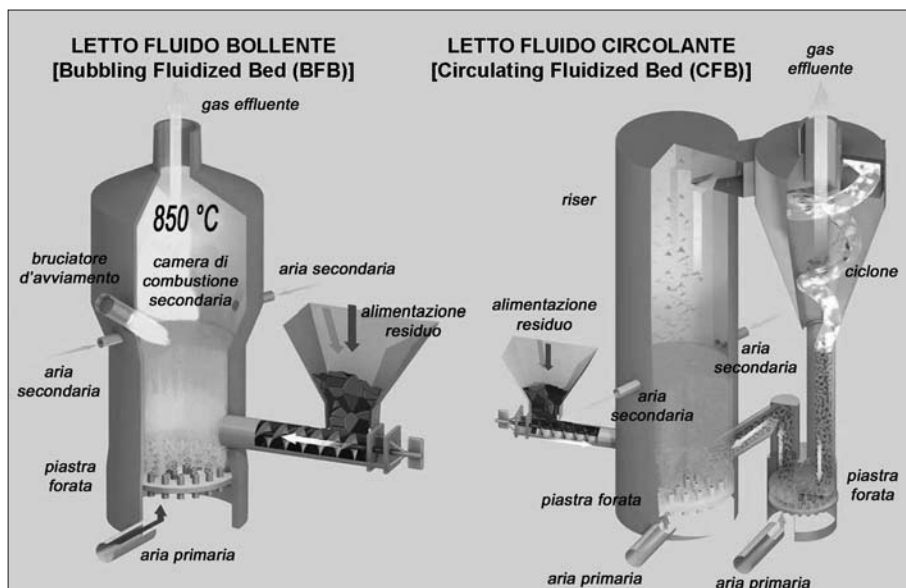


Fig. 5 Schema di funzionamento di un combustore a letto fluido bollente (bfb) [sx] e a letto fluido circolante (cfb) [dx]

reattore a letto fluido, che comprende il distributore dell'aria (*windbox*), il reattore vero e proprio (*bed region* + *freeboard*) e il sistema di raffreddamento (*in bed heat removal*), da un separatore inerziale ad alta temperatura (*cyclone*), da una caldaia a recupero (*waste heat boiler*) e da un sistema di trattamento fumi che può essere limitato al solo filtro a maniche (*baghouse*). Nel reattore è presente un letto di materiale inerte quale sabbia, cenere derivante dalla combustione e/o calcare (CaCO_3) che, per calcinazione a elevata temperatura, produce calce viva, in grado di abbattere i gas acidi eventualmente prodotti dalla combustione. Tale accorgimento permette di limitare il sistema di abbattimento delle emissioni ai soli filtri a maniche.

Le diverse configurazioni dei letti fluidi (a letto bollente atmosferico [*bubbling fluidized bed* (bfb)], a letto circolante [*circulating fluidized bed* (cfb)] e di tipo pressurizzato [*pressurized fluidized bed* (pfb)]) sono caratterizzate da diversa velocità e pressione dell'agente fluidificante (generalmente aria), che viene insufflato, tramite un sistema di distribuzione (*windbox*), dal basso verso l'alto e, nel moto ascendente, determina il sollevamento, per spinta aerodinamica e galleggiamento, delle particelle di materiale inerte che costituiscono il letto, causando il rigonfiamento di quest'ultimo. In generale, nei letti bollenti (bfb) (figura 5 sx) il materiale inerte tende a rimanere nella fase densa del letto, a causa dei valori relativamente modesti della velocità dell'aria (1-3 m/s), mentre nei

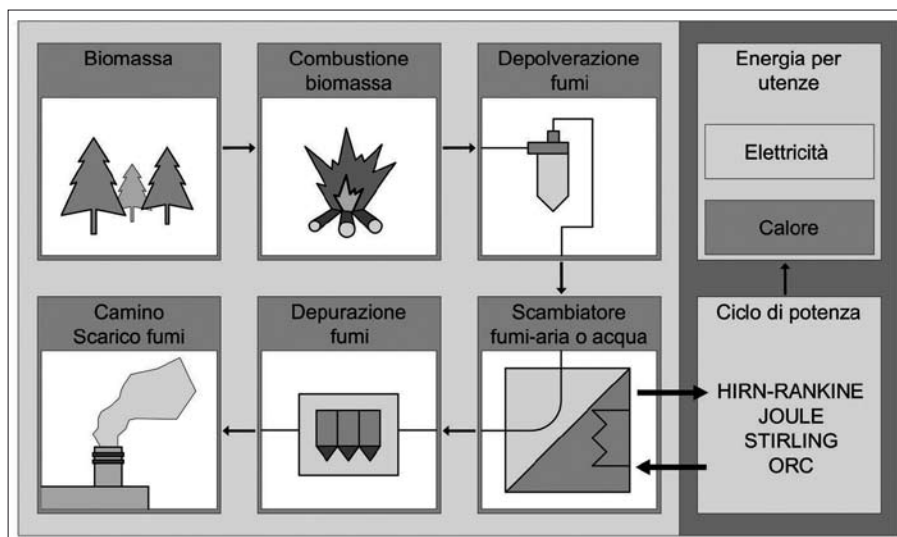


Fig. 6 Schema di principio del recupero energetico dai fumi di combustione

sistemi a letto circolante (cfb) (fig. 5 dx) le velocità caratteristiche (5-10 m/s) sono tali da soffiare fuori le particelle dal letto, che quindi si caratterizza per una bassa densità, ciò rende necessario un circuito di recupero delle particelle, generalmente costituito da un ciclone operante a elevata temperatura e da un sistema di reintegro delle stesse nel reattore: da qui l'espressione *letto circolante*. I letti fluidi pressurizzati (pfb) sono caratterizzati da velocità dell'aria analoghe a quelle dei letti bollenti ma, diversamente dai primi, che operano a pressione atmosferica, essi operano a pressioni di circa 10-15 bar.

1.2.2 Recupero energetico dai fumi di combustione

Uno scambiatore può consentire il trasferimento di calore tra i gas combusti provenienti dalla combustione della biomassa e il fluido di lavoro che opera in un generico ciclo di potenza (ciclo Rankine, Joule e Stirling) (fig. 6).

1.2.2.1 Impianti a vapore

Il calore sensibile dei fumi della combustione può essere utilizzato per la produzione di vapore, fatto successivamente espandere in turbina. Volendo realizzare impianti di potenza inferiore ai 2 MWe, è opportuno considerare soluzioni più economiche, e pertanto si ricorre generalmente a impianti a bassa pressione con

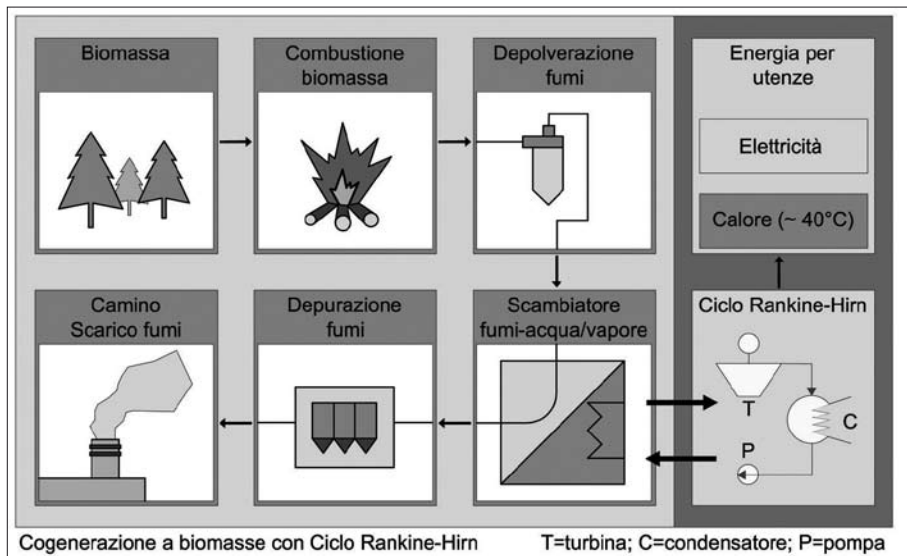


Fig. 7 Schema di principio di un impianto a biomassa con turbina a vapore e recupero energetico dai fumi di combustione

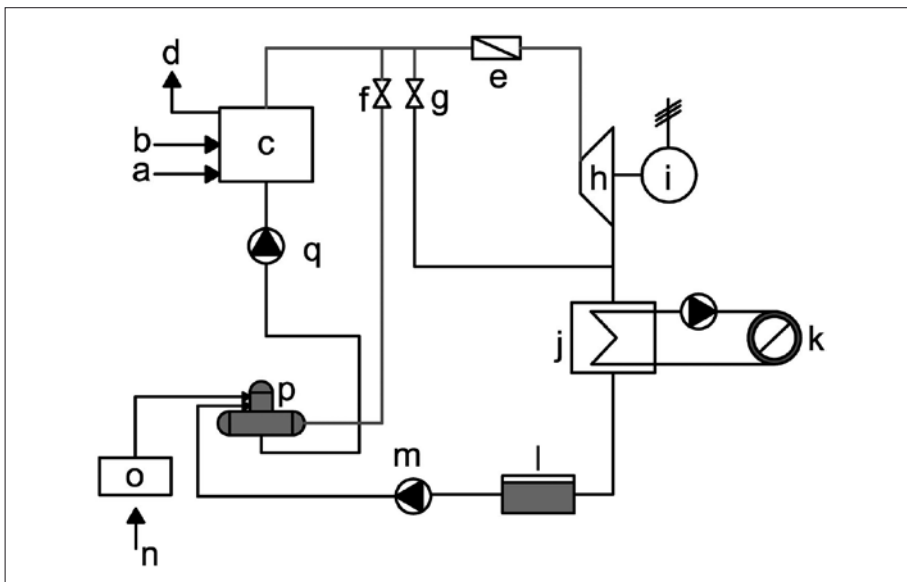


Fig. 8 Schema di un impianto di cogenerazione con turbina a vapore; a: aria comburente; b: biomassa; c: caldaia; d: fumi; e: laminazione; f, g: valvole di spillamento/bypass; h: turbina; i: generatore elettrico; j: scambiatore vapore/circuito di teleriscaldamento; k: utenza; l: serbatoio di raccolta delle condense; m: pompa delle condense; p: degasatore; n: reintegro acqua di pozzo; o: impianto di demineralizzazione; q: pompa alimento caldaia

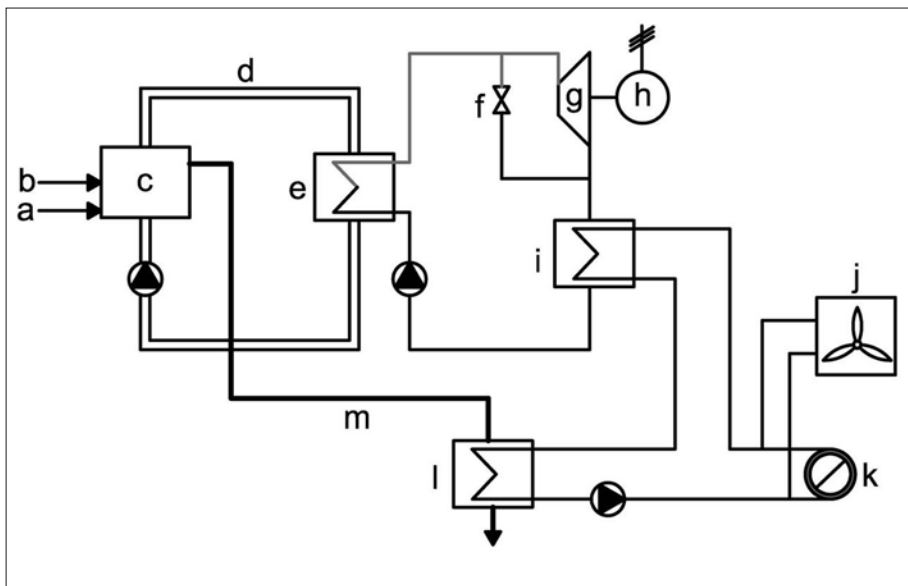


Fig. 9 Schema di un impianto a Ciclo Rankine Organico (ORC, Organic Rankine Cycle); a: aria comburente; b: biomassa; c: caldaia; d: circuito olio diatermico; e: evaporatore; f: valvola di bypass; g: turbina; h: generatore elettrico; i: condensatore; j: sistema di smaltimento calore; k: utenza; l: recuperatore; m: fumi

espansore volumetrico a pistone, oppure a cicli a vapore di fluido organico ORC (Organic Rankine Cycle), adatti per il recupero a bassa temperatura e disponibili commercialmente in pacchetti chiusi alimentati a olio diatermico.

1.2.2.1.1 Impianti a vapore d'acqua

Il ciclo base delle macchine a vapore è il ciclo Rankine-Hirn che negli impianti industriali si realizza con configurazioni analoghe a quella mostrata in figura 8. Il fluido di lavoro, inizialmente allo stato liquido (l), viene compresso (m) incrementandone la pressione e quindi riscaldato e completamente fatto evaporare a pressione costante nel generatore di vapore (c).

Il vapore prodotto è inviato in turbina (h) dove investe le palette mobili mettendo in rotazione il rotore che, collegato a un alternatore (i), produce energia elettrica. All'uscita della turbina il vapore entra nel condensatore (j) dove parte del calore può essere recuperato (es. (k) per finalità di teleriscaldamento) a spese del cambiamento di stato dalla fase vapore alla fase liquida; la maggior parte del calore di condensazione, tuttavia, viene rigettata in ambiente.

Se in un impianto termoelettrico convenzionale solo il 38% circa dell'ener-

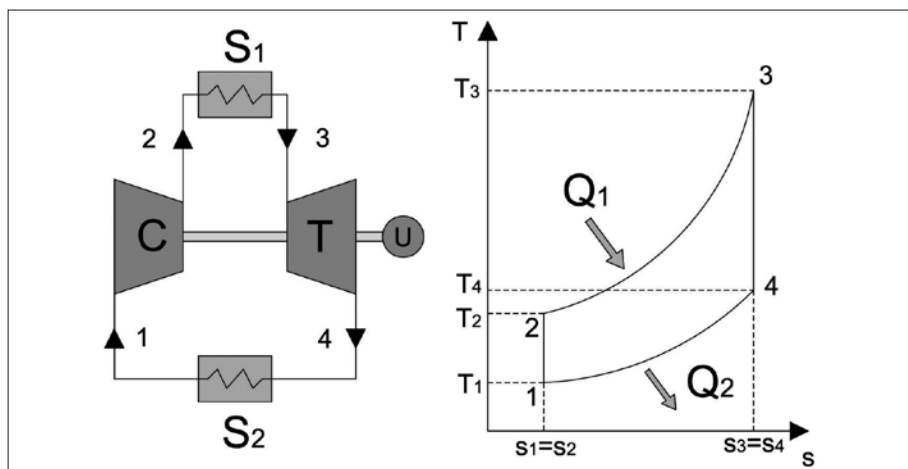


Fig. 10 *Turbina a gas a combustione esterna e ciclo Joule*

gia termica liberata dalla combustione nella caldaia viene convertita in energia elettrica, il restante 62% è dissipato nelle successive conversioni dell'energia (da chimica a termica, da termica a meccanica, da meccanica a elettrica e come calore residuo dei fumi della ciminiera e del vapore avviato alla condensazione) negli impianti a biomasse, generalmente di taglia inferiore ai 10 MW, tale percentuale raramente supera il 20%.

In figura 7 si vede come l'evaporazione dell'acqua possa avvenire in uno scambiatore di calore a opera dei fumi caldi provenienti dalla combustione della biomassa dopo un primo trattamento di depolverazione.

I.2.2.1.2 Impianti a vapore di fluido organico (ORC)

Negli impianti a vapore a ciclo ORC i fumi della combustione cedono parte della propria energia termica a un fluido termovettore, generalmente olio diatermico, che a sua volta alimenta il ciclo ORC. L'energia termica residua dei fumi è poi utilizzata in uno scambiatore di calore fumi/aria, per preriscaldare l'aria comburente inviata alla griglia o al letto fluido.

Un tipico schema di funzionamento è riportato in fig. 9. La combustione della biomassa riscalda olio diatermico a temperature dell'ordine dei 300°C, in un'apposita caldaia (c). L'olio viene fatto circolare e cede calore al fluido organico tramite un evaporatore (e); il vapore in pressione viene fatto successivamente espandere in una turbina (g). All'uscita esso prosegue verso il condensatore (i), dove si recupera l'energia termica a livelli di temperatura

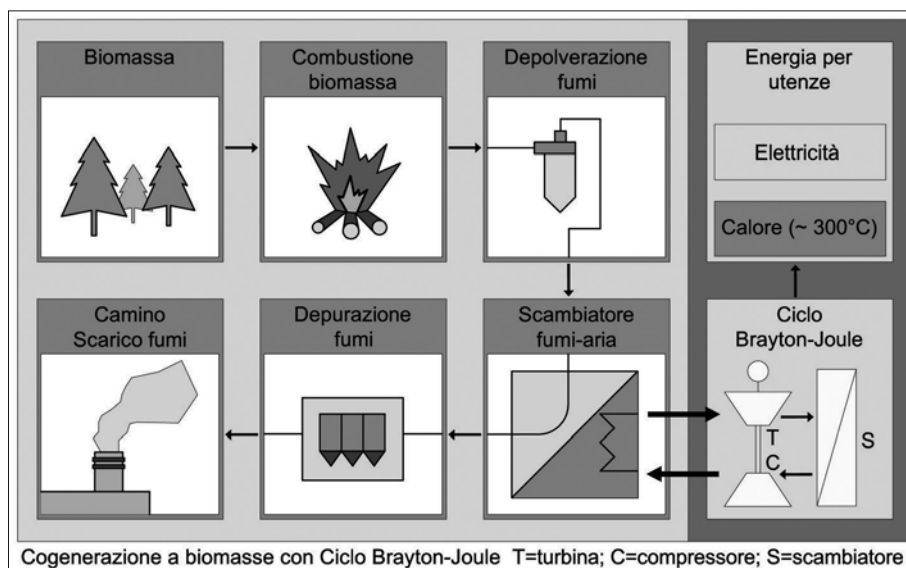


Fig. 11 Schema di principio di un impianto a biomassa con turbina a gas a combustione esterna

pari a 70-80°C per alimentare l'utenza termica (k). Il condensato raggiunge infine nuovamente l'evaporatore, tramite una pompa, chiudendo il ciclo. I fumi della combustione (m), in uscita dalla caldaia (c), sono inviati in un recuperatore (e) che contribuisce a fornire calore all'utenza termica.

I principali vantaggi dei cicli ORC sono, relativamente alla taglia, la elevata efficienza globale (elettrica + termica) del ciclo (che infatti raggiunge valori dell'85%), una limitata manutenzione e un'elevata durata dei componenti, caratteristiche dovute sia a scarsi fenomeni di erosione della palettatura, sia alle basse sollecitazioni meccaniche della turbina, che ruota a bassa velocità. Il principale vantaggio dei cicli ORC rispetto ai cicli a vapore d'acqua, tuttavia, si riscontra nei minori costi operativi ed in particolare nel personale meno specializzato in quanto, operando a bassa pressione, gli impianti non necessitano di conduttore patentato e possono funzionare senza presidio fisso.

1.2.2.2 Altri impianti a combustione esterna

1.2.2.2.1 Turbine a gas

Una turbina a gas può funzionare anche come macchina a combustione esterna: con riferimento alla figura 10 (sx) l'aria atmosferica viene com-

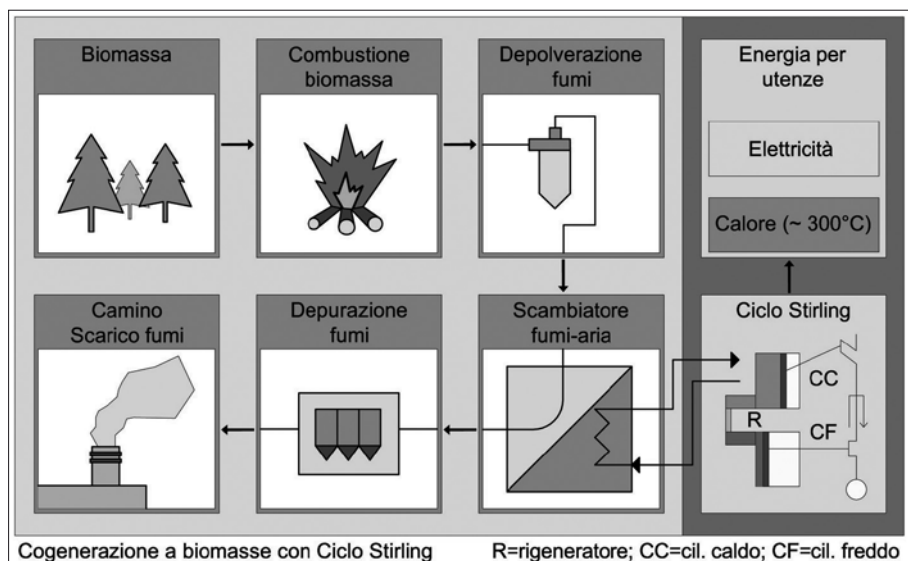


Fig. 12 Schema di principio di un impianto a biomassa con motore Stirling

pressa a (1-2) e quindi riscaldata a pressione costante in uno scambiatore di calore (2-3), prima di essere espansa in turbina (3-4). All'uscita dalla turbina l'aria è raffreddata in un altro scambiatore (4-1) e quindi di nuovo aspirata dal compressore. Il ciclo teorico associato a tale macchina è quello di Joule (figura 10, dx).

Nella figura 10 lo scambiatore di calore S1 può essere una caldaia a biomassa che opera ad alta temperatura, in cui avviene il trasferimento dell'energia fra i gas combusti, prodotti dalla combustione delle biomasse, e l'aria compressa. I rendimenti elettrici di ciclo sono compresi fra il 29 e il 43% ma tali valori vengono sensibilmente ridotti se riferiti ad un impianto completo, a causa dei rendimenti di combustione e di scambio termico. I migliori rendimenti si ottengono con le configurazioni tecnologicamente più avanzate e con il ricorso alla post-combustione, mentre i minori costi di generazione elettrica sono relativi alla configurazione di più basso profilo tecnologico e senza l'ausilio della post-combustione (figura 11). Degna di nota è la disponibilità di calore di risulta a temperatura medio-alta (circa 300°C) per applicazioni cogenerative.

1.2.2.2.2 Motori Stirling

La macchina di Stirling è una macchina a fluido che opera secondo un ciclo termodinamico chiuso (ciclo Stirling) che prevede una compressione e una

espansione, realizzate isotericamente a due diversi livelli di temperatura collegate da due trasformazioni isocore. La sua peculiarità è che il ciclo è potenzialmente rigenerabile integralmente lungo le trasformazioni isocore, pertanto il calore risulta scambiato solo lungo le isoterme e il rendimento in questo caso è pari al rendimento di un ciclo di Carnot, notoriamente ciclo di massimo rendimento tra due temperature assegnate (fig. 12). Nelle applicazioni pratiche, tuttavia, data l'impossibilità tecnica di rigenerare completamente il ciclo, e considerando le inevitabili dissipazioni, il rendimento si discosta, anche in maniera notevole, da quello di Carnot, pur rimanendo tra i più elevati considerando la taglia. Di particolare interesse anche in questo caso la disponibilità di calore residuo a temperatura medio-elevata (circa 300°C) per applicazioni cogenerative.

1.2.2.3 Generatori di calore

Negli ultimi anni i sistemi per la combustione delle biomasse hanno incrementato notevolmente la loro efficienza, attestando i valori del rendimento attorno all'80%-90%. Le tipologie di impianto variano a seconda delle applicazioni. Si possono distinguere le seguenti tecnologie:

- *termocamini*: sono costituiti da una camera di combustione chiusa, incassata nella struttura muraria, dotata di uno sportello in vetro temperato che ne consente l'alimentazione. Il calore è trasferito a un fluido termovettore che può essere aria o acqua; nel primo caso l'aria ambiente è spinta da un ventilatore in un'intercapedine tra la struttura della caldaia e la camera di combustione; nel secondo caso un sistema di tubazioni percorse da acqua circonda la camera di combustione e può essere collegato al circuito dell'impianto di riscaldamento o dell'acqua calda sanitaria;
- *stufe*: sono combustori dotati di alta efficienza e automazione; è possibile controllare elettronicamente la combustione dosando in modo automatico la quantità di combustibile e l'apporto di ossigeno, sulla base delle effettive richieste dell'utenza. Le sole operazioni manuali sono costituite dal riempimento del serbatoio del combustibile e dalla pulizia periodica. Analogamente ai termocamini, le stufe possono trasferire calore a un fluido termovettore, che può essere aria o acqua (fig. 13) ma più comunemente vengono impiegate nella configurazione ad irraggiamento.
- *caldaie a biomassa*: le caldaie per la combustione delle biomasse a seconda del biocombustibile utilizzato si distinguono in:



Fig. 13 *Termocamino in acciaio-ghisa non installato (sx) e stufa a pellet (dx) (AA.VV., 2004)*

1. caldaie a legna;
2. caldaie a cippato;
3. caldaie a pellet e policomcombustibili.

Le caldaie policomcombustibile sono un'evoluzione di tali sistemi. Esse possono essere utilizzate in impianti convenzionali, al posto delle caldaie a combustibili fossili, considerando tuttavia alcuni aspetti peculiari, che saranno descritti nel seguito.

1.2.2.3.1 Caldaie a legna

La combustione della legna in ciocchi rimane ancora la forma più diffusa di impiego delle biomasse. Le caldaie a legna hanno una potenza limitata (qualche decina di kW) e si prestano al riscaldamento di case isolate. Si tratta di generatori a tubi di fumo che impiegano l'acqua come fluido termovettore. Il combustibile è caricato manualmente in tronchetti di varia misura (30, 50, 70 cm) anche costituiti da scaglie di legna residuale compressa (bricchette).

Attualmente sul mercato sono disponibili due tipologie di caldaie a legna:

1. caldaie a tiraggio naturale a fiamma ascendente (fig. 14);
2. caldaie a tiraggio forzato a fiamma rovescia di tipo soffiato o aspirato (fig. 14 sx e fig. 15).

Nelle caldaie a fiamma ascendente la fiamma sale verso l'alto, l'aria primaria

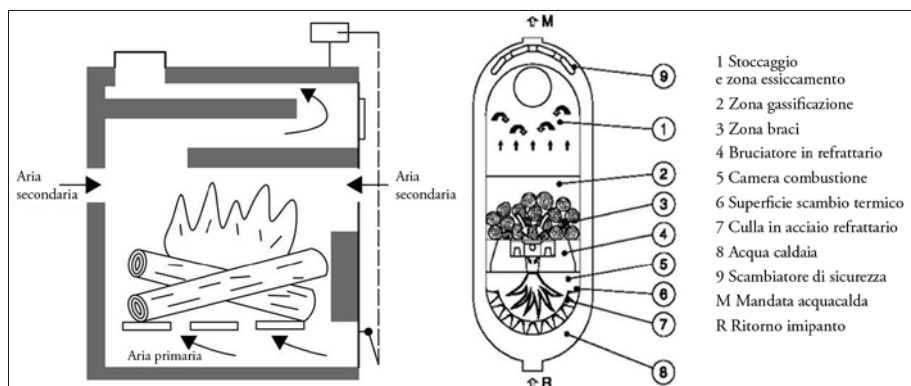


Fig. 14 *Caldaia a legna a fiamma ascendente (sx) e sezione di caldaia a fiamma rovescia (dx) (AA. VV.)*

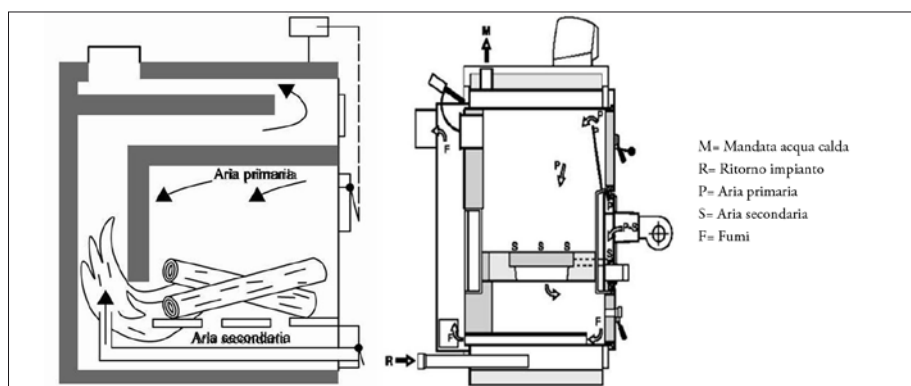


Fig. 15 *Caldaia a fiamma rovescia di tipo aspirato (sx) e soffiato con indicazione del percorso fumi (dx) (AA. VV.)*

è immessa sotto il combustibile mentre quella secondaria, necessaria per l'ossidazione dei prodotti volatili e per il completamento della combustione, è immessa nella parte superiore del focolare. La regolazione dell'aria primaria e secondaria è di fondamentale importanza per ottenere una combustione ottimale in funzione del tipo di legno (specie, pezzatura, umidità). Tale tipologia di caldaia è di derivazione diretta da stufe e caminetti ed è generalmente a caricamento manuale.

Nei bruciatori tradizionali la carica partecipa completamente e contemporaneamente alla combustione ed ai processi pirolitici di decomposizione in sostanze volatili e carbone. Pertanto la quantità d'aria ottimale per la componente volatile non lo è per la frazione solida e viceversa, con effetti negativi sul rendimento. Se anche il sistema fosse regolato per una condizione di combustione media (con-

temporanea presenza di volatili e carbone residuo), il malfunzionamento si verificherebbe comunque nelle fasi di avvio della combustione e di spegnimento.

Nei generatori di calore di nuova concezione, tale inconveniente è superato attraverso i sistemi a fiamma rovescia (fig. 14 dx e fig. 15), nei quali la camera di combustione è situata sotto il vano di carico del combustibile. In questo modo la fiamma non incontra, nel suo moto convettivo, altro combustibile oltre a quello che l'ha generata: infatti, nel riscaldamento per usi civili, il materiale è caricato dall'alto mentre la fiamma è diretta in senso opposto e cioè verso il basso. La fiamma rovescia attiva la combustione solo su una porzione limitata di combustibile; la parte combusta, riducendosi in cenere, viene a mano a mano sostituita, per caduta, da altro combustibile, fino ad esaurimento della carica. In questo modo, per tutta la durata della carica, si presenta la stessa miscela di combustibile gas – solido, costituita dal carbone residuo del legno in fase terminale di combustione e dalle sostanze volatili sprigionatesi dal nuovo legno avviato al processo.

Nel controllo della combustione dei solidi occorre tenere in considerazione la presenza continua di combustibile nel braciere, che può assumere particolare criticità in caso di guasto od interruzione del funzionamento della pompa di circolazione del fluido termovettore (ad esempio a causa di una interruzione nella fornitura di energia elettrica) e che impedisce di fatto la sottrazione di calore dal sistema e può determinare l'evaporazione del fluido stesso. Il conseguente aumento di pressione e temperatura può diventare critico per i materiali e anche per la sicurezza. È pertanto pratica comune prevedere un circuito di emergenza per lo smaltimento del calore, costituito da un serpentino percorso da acqua di rete a perdere azionato da una valvola di sicurezza termica.

1.2.2.3.2 Caldaie a cippato

Il cippato è un combustibile legnoso in scaglie (chip) ottenuto da lavorazione meccanica di legna con l'effetto di ridurne la pezzatura per favorire la combustione.

Le caldaie a cippato attualmente impiegate sono essenzialmente di due tipologie:

- a griglia fissa, adatte a materiali fini e a basso contenuto di umidità;
- a griglia mobile, per materiale grossolano con alto contenuto in ceneri e umidità, quali le biomasse forestali fresche di taglio (fig. 16).

In base alla natura del fluido termovettore, esse possono inoltre essere classificate come segue:

- caldaie ad acqua;
- caldaie a olio diatermico.

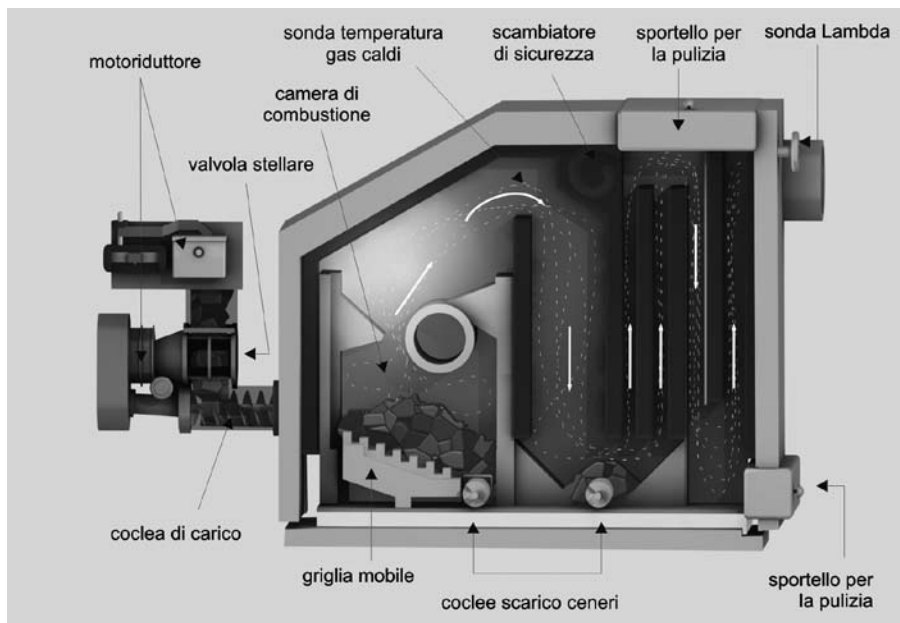


Fig. 16 Caldaia a cippato a gradini semoventi

Le prime possono essere ulteriormente classificate, in base allo stato fisico del fluido termovettore, in:

- caldaie ad acqua calda ($T = 80-95^{\circ}\text{C}$);
- caldaie ad acqua surriscaldata ($T = 110-140^{\circ}\text{C}$);
- caldaie a vapore.

Date le dimensioni, la disomogeneità del cippato, ed il possibile verificarsi di ostruzioni nei sistemi di alimentazione del combustibile, le caldaie a cippato prevedono coclea e spintori più robusti e grandi di quelli per il pellet, pertanto la potenzialità minima della caldaia è dell'ordine dei 100 kW. Le taglie maggiori, nelle quali sono generalmente impiegate griglie mobili, possono generare una potenza termica anche di diversi MW.

Il materiale cippato è immesso direttamente sopra la griglia (figura 16), l'aria primaria è inviata in camera di combustione mediante un ventilatore attraverso la griglia, mentre l'aria secondaria è immessa al solito al di sopra del letto. I gas combusti passano successivamente attraverso una serie di scambiatori di calore disposti verticalmente e cedono il loro calore sensibile al fluido termovettore. La quantità di materiale, di aria primaria e secondaria immessi si possono regolare indipendentemente e, nei sistemi più avanzati, sono comandati in automatico da un microprocessore, in funzione della richiesta di

energia dell'utenza, della temperatura e concentrazione di ossigeno dei fumi (regolazione Λ).

Le caldaie a cippato restano sempre accese durante il periodo di riscaldamento, essendo la potenza semplicemente modulata a seconda della necessità; pertanto è opportuno dotare il sistema di un serbatoio di accumulo. L'accensione iniziale può avvenire sia manualmente sia mediante un combustibile liquido (bruciatore pilota); inoltre, il controllo elettronico della combustione assicura che essa avvenga in modo quasi completo, con elevato rendimento, pari all'87-90% circa.

Le attuali caldaie a cippato sono progettate per un funzionamento completamente automatico che, normalmente, non richiede pulizia ordinaria delle condotte, della griglia o degli scambiatori.

Rispetto alle caldaie a legna, quelle a cippato presentano, in linea di principio, minori inerzie termiche dovute alla minore pezzatura del combustibile, ma è preferibile dotare comunque il sistema di un circuito di raffreddamento di emergenza.

1.2.2.3.3 Caldaie a pellet

Tra i combustibili solidi derivati da biomasse il pellet è quello a minor pezzatura; ottenuto dalla compressione in pastiglie di segatura ed eventuali sostanze leganti, il pellet è generalmente impiegato in caldaie di piccola taglia ma trova anche applicazioni su media scala per la praticità di movimentazione e stoccaggio.

Le caldaie a pellet possono essere suddivise in due principali tipologie costruttive:

1. caldaie che funzionano esclusivamente a pellet, automatizzate ed elettroniche;
2. caldaie policombustibili a pellet, cereali e a biomasse legnose.

La prima tipologia di caldaie funziona esclusivamente a pellet con full automation ed è prodotta quasi esclusivamente all'estero (Austria, Germania e Svezia); è dotata di accensione elettronica e regolazioni per ottimizzare tutte le funzioni di combustione, ma presenta ancora costi piuttosto elevati. La seconda tipologia di caldaia può funzionare con diversi combustibili in modo automatico comandato da microprocessori, risulta pertanto più versatile e presenta costi inferiori alle caldaie del primo tipo.

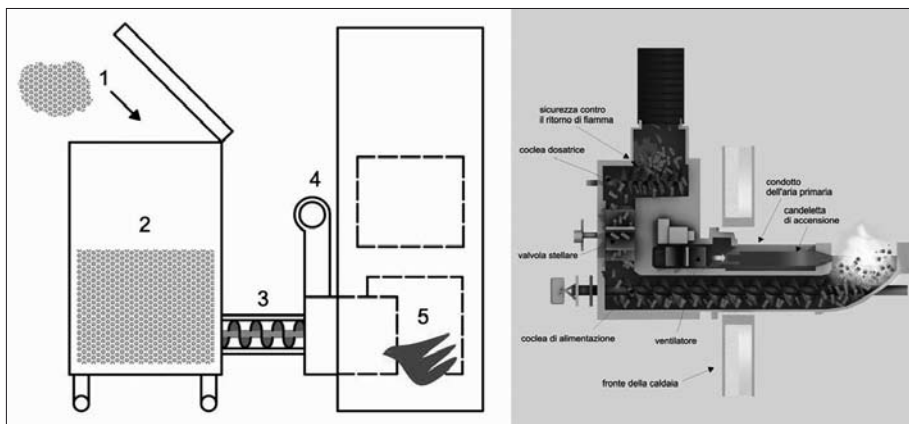


Fig. 17 *Alimentazione del combustibile di una caldaia a pellet e relativo bruciatore (AA. VV., 2004)*

In figura 17 (dx) è schematizzato un possibile sistema di alimentazione di caldaia a pellet. Dal contenitore di stoccaggio (2), una coclea (3) preleva il pellet e lo trasporta in caldaia. La caldaia è costruita con lamiera a forte spessore corredata di portello antiscoppio, cassetto per l'asportazione delle ceneri, depolveratore dei fumi. La camera di combustione è generalmente realizzata in acciaio termico inox e raffreddata per tutta la sua lunghezza.

Il bruciatore del pellet è disposto generalmente sulla parte anteriore della caldaia e può essere montato su di una slitta che ne consente l'estrazione per la pulizia e manutenzione. Esso sviluppa una fiamma che si proietta nella caldaia in direzione definita dal sistema di alimentazione (dal basso, orizzontale o dall'alto).

Nei sistemi con alimentazione dall'alto il sito di stoccaggio del biocombustibile è sempre separato dalla camera di combustione e il pericolo di un ritorno di fiamma è molto limitato; tale sistema assicura inoltre un buon dosaggio del materiale in camera di combustione. La caduta del pellet, di contro, ha un effetto negativo sulla combustione, conferendole un comportamento instabile, con aumento delle polveri e delle particelle incombuste.

Nei bruciatori con alimentazione dal basso (figura 17-dx), di tipo a focola, una coclea trasporta il materiale lungo il condotto fino alla sezione di uscita, dove ha luogo la combustione del carbonio fisso e l'estrazione delle sostanze volatili. L'aria primaria è fornita attraverso delle aperture disposte attorno al bruciatore, mentre l'aria secondaria per il completamento della



Fig. 18 Sezione di una caldaia a mais

combustione delle sostanze volatili viene immessa sopra il braciere, come negli altri casi. Le ceneri, spinte dal materiale in arrivo, cadono dalla zona di combustione verso il contenitore di accumulo disposto più in basso. La combustione con questo sistema è costante ed efficiente, tuttavia sono necessari accorgimenti per minimizzare il rischio di ritorni di fiamma. L'accensione è generalmente automatica e può essere fatta a freddo, con l'ausilio di una resistenza elettrica (candeletta) che invia aria rovente sul pellet causandone l'innesco, oppure a caldo; in questo caso il bruciatore soffia semplicemente aria sulla brace presente nel braciere per riattivarla. L'accensione a caldo è circa tre-cinque volte più veloce di quella a freddo.

La sicurezza contro il ritorno di fiamma si basa sul principio che la coclea di alimentazione del braciere gira più velocemente rispetto alla coclea superiore di controllo. Si viene a creare così una zona di sicurezza in basso, priva di pellet; in caso di ritorno di fiamma, la propagazione del fuoco al sistema di alimentazione è interrotta nella zona di sicurezza. Altri sistemi prevedono la presenza di un tratto di caduta libera del pellet tra la coclea di trasporto e la caldaia o di serrande tagliafuoco o valvole stellari.

Come detto le caldaie a pellet possono essere realizzate in modalità policombu-



Fig. 19 *Distribuzione delle più significative centrali elettriche a combustione di biomassa sul territorio nazionale*

stibile adattandole al funzionamento con altri combustibili granulari quali mais, sansa di oliva, potature legnose, gusci di frutta secca e noccioli, purché triturati. Tra le caldaie policomcombustibili si distinguono quelle a mais per la loro recente diffusione (fig. 17).

La granella di mais può essere utilizzata per la produzione di calore, tuttavia presenta alcuni inconvenienti quali:

- *basso punto di fusione delle ceneri*: a seconda del tipo di mais, il punto di

N°	SITO	MESSA IN ESER- CIZIO	TECNOLOGIA	POT. ELETTRI- CA NETTA (MWe)	COMBUSTIBILE
1	Rossano Calabro	2003	Gassificatore + MCI	3,5	Sansa esausta
2	Cutro (KR)	2003	Caldaia letto fluido bollente + turbina	14	Cippato di legno vergine
3	Strongoli (KR)	2003	Caldaia letto fluido + turbina a conden- sazione	40 (n)	Cippato legno vergine, Vari (sansa, nocciole, pigne)
4	Ospitale di Cadore (BL)	1999	Caldaia letto fluido + turbina a conden- sazione	17,5	Biomassa legnosa (scarti segherie, e falegnamerie, ra- maglie, pannelli truciolati)
5	Verzuolo (CN)	2002	Turbogas + Griglia letto fluido + TAV	4,5	Cippato di corteccia Fanghi di cartiere
6	Lomello (PV)	1992	Griglia fissa reg. in altezza + turbina a condensazione	3,2	Lolla di riso
7	Rende (CS)	2001	Griglia fissa vibrante + turbina a conden- sazione	11	Cippato di legno, sansa esausta
8	Airasca (TO)	2003	Griglia mobile + tur- bina a condensazione	11	Biomassa legnosa (Cippato misto, Cortecce di pioppo, Rifili di lavorazione del legno, Trinciato di mais, Pallets, Segatura) Vinacce esauste
9	Crova (VC)	2001	Griglia mobile + turbina	5,3	Biomassa legnosa Lolla di riso Sansa (miscela al 10-15%)
10	Valle Lomelli- na (PV)	2000	Griglia mobile + turbina	3,8	Lolla di riso Polverino di legno
11	Pavia	2003	Griglia mobile + tur- bina a condensazione	6,2	Cippato Lolla di riso
12	Castiraga Vi- dardo (LO)	2002	Griglia mobile + tur- bina a condensazione	2,9	Biomassa legnosa (Cippato da raccolta differenziata legno) Residui cartiere
13	Castellavazzo (BL)	1999	Griglia mobile + tur- bina a condensazione	4,7	Biomassa legnosa (residui falegnamerie e lavorazione legno, legno vergine)
14	Manzano (UD)	2000	Griglia mobile + turbina	1,5	CDR, Materie plastiche da raccolta differenziata Cippato legno trattato
15	Bando d'Ar- genta (FE)	2003	Griglia mobile + turbina	18	Biomassa Legnosa (Cippa- to di legna vergine, residui di segheria, potatura verde urbano e frutticoltura, Espianti, Pallet e cassette di frutta)

Tab. 1 *Principali caratteristiche delle più significative centrali elettriche a combustione di biomassa sul territorio nazionale (segue)*

N°	SITO	MESSA IN ESER- CIZIO	TECNOLOGIA	POT. ELETTRI- CA NETTA (MW _e)	COMBUSTIBILE
16	Faenza (RA)	1983 (I Tur- bina) 1987 (II Tur- bina)	Griglia mobile + turbina	3,2 (n)	Cippato, vinacce esauste, CDR, Lana, Vari, Sovvalli di impianti di compo- staggio
17	Termoli (CB)	2003	Griglia mobile + tur- bina a condensazione	11	Cippato misto Farina di vinaccioli Vinacce Bucce d'uva, segatura, trucioli e residui di taglio, sansa umida, pastazzo d'agrumi
18	Pozzilli (IS)	1996	Griglia mobile + turbina	10	Cippato di legna Farine animali CDR
19	Crotone (KR)	2001	Griglia mobile vibran- te e Griglia mobile gradini + turbina a condensazione	18	Cippato legno Sansa di oliva Vari (pinoli, gusci, pigne)
	n = nominale				

Tab. 1 *Principali caratteristiche delle più significative centrali elettriche a combustione di biomassa sul territorio nazionale*

fusione varia tra i 700°C e i 750 °C. Il rischio di formazione di residuo è pertanto molto elevato. Per evitare tale problema occorre mantenere la temperatura, nella zona di gassificazione, tra i 600 e i 700°C;

- *corrosione*: il mais è, tra le coltivazioni energetiche, quello che ha il più alto contenuto di cloro (circa l'1%). Durante la combustione possono emergere combinazioni di cloro aggressivo e acido idrocloridrico, con indubbi problemi di corrosione sulle superfici della caldaia e dei connettori;
- *polvere*: la percentuale di polveri nei fumi è molto elevata.

In figura 18 è rappresentata una sezione di una moderna caldaia a mais (CTI – Comitato Termotecnico Italiano, 2003).

Il mais è bruciato in caldaia sottoforma di granella, la quale deve subire un processo di essiccamento per portare l'umidità dal 14% (mais di allevamento) al 4-8% (mais da riscaldamento).

Il combustibile, stoccato in un contenitore adiacente, è introdotto in camera di combustione mediante una coclea di alimentazione, in maniera automatica. Il mais è automaticamente infiammato da una resistenza elettrica (candeletta). In fase di avvio si preferisce innescare la combustione mediante pellet o una

piccola quantità di legna secca, che bruciano più velocemente rispetto al mais. Con gli attuali bruciatori a mais, la fiamma si sviluppa dal basso verso l'alto e il combustibile è iniettato dalla coclea man mano che si consuma.

Gli interventi di manutenzione sono più onerosi rispetto alle caldaie viste in precedenza e consistono nella rimozione dello strato di residuo solido che si forma sulla griglia a seguito della degradazione termica degli amidi e degli zuccheri; la sua non tempestiva rimozione può comportare la perdita di funzionalità della candelletta di accensione. Per il resto, la manutenzione è analoga a quanto visto prima e consiste nella rimozione delle ceneri attraverso l'apposito cassetto e nella verifica dello stato di pulizia del ventilatore e del fascio tubiero, mediante passaggio con scovolo per eliminare eventuali residui. Periodicamente inoltre è opportuno verificare che non ci siano residui indesiderati sulla coclea, che impediscano il buon funzionamento del motore.

Le tipologie più comuni di caldaie a uso domestico hanno potenze utili che vanno da circa 20 a circa 30 kW, potendo funzionare a più livelli di potenza (di solito al 100% e al 20% della potenza massima).

1.3 *Analisi di impianti esistenti sul territorio italiano*

In figura 19 è riportata la distribuzione dei più significativi impianti a combustione di biomasse in esercizio sul territorio nazionale le cui principali caratteristiche sono riportate in tabella 1.

2. GASSIFICAZIONE

2.1 *Descrizione del processo*

Per gassificazione si intende l'ossidazione incompleta di una sostanza in ambiente a elevata temperatura (800÷900 °C, o superiore) per la produzione di un gas combustibile (gas di gasogeno) di basso potere calorifico (Potere Calorifico Inferiore variabile tra i 4000 kJ/Nm³ dei gassificatori ad aria, e i 13-14000 kJ/Nm³ nel caso di gassificatori a ossigeno, meno diffusi; Hamelinck, 2002). Come agente gassificante possono essere utilizzati aria, vapore od ossigeno.

Particolarmente complessa e delicata risulta la fase di *gas cleaning*, seguita a quella di gassificazione e necessaria per ridurre la concentrazione di quelle impurità presenti nel gas (polveri, catrami e metalli pesanti), che condizionano l'utilizzo di tali gas nei sistemi di conversione energetica.

I gassificatori generalmente richiedono che le caratteristiche chimico-fisiche della biomassa in ingresso siano il più possibile costanti, soprattutto in termini di qualità, pezzatura e umidità relativa della stessa: ciò può determinare significativi costi di preparazione del combustibile rispetto ad altre tecnologie di conversione (ad esempio, nel caso della combustione).

I gas possono essere utilizzati per la produzione di solo calore in normali boiler o per alimentare direttamente motori alternativi o turbine a gas e generare quindi energia elettrica o meccanica e contemporaneamente calore (cogenerazione); possono inoltre essere soggetti a processi di sintesi per la produzione di biocombustibili liquidi, trasformando cioè il gas di gasogeno (*producer gas*) in gas di sintesi (*syngas*), e successivamente in biocombustibili liquidi di sintesi (Romer, 2002; Hamelinck 2005) tramite processi detti BTL (*Biomass To Liquid*). Le caratteristiche del gas, nelle diverse applicazioni, sono diverse, e quindi i reattori di gassificazioni più idonei possono essere a loro volta diversi, come pure le tecnologie di gas cleaning.

Le principali reazioni chimiche che generalmente avvengono in un gassificatore sono le seguenti:

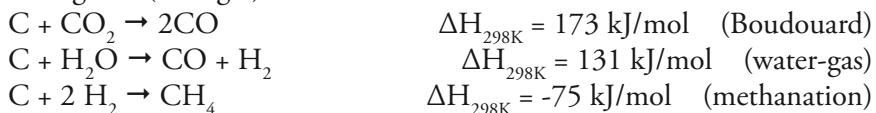
Reazioni di ossidazione



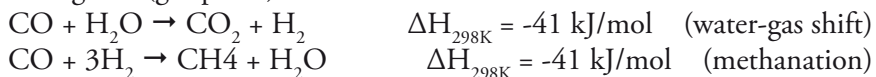
Diversamente dalla combustione, dove sono prodotti gas caldi, il monossido di carbonio, l'idrogeno ed il vapore possono subire le reazioni seguenti:

Reazioni di gassificazione

Eterogenee (char-gas)



Omogenee (gas-phase)



Le reazioni possono procedere in entrambi i sensi, a seconda delle condizioni di temperatura, pressione, e concentrazione delle varie specie reagenti. Ne segue che i gas prodotti dalla gassificazione della biomassa consistono principalmente in una miscela di monossido di carbonio, anidride carbonica, metano, idrogeno e vapor d'acqua (McKendry, 2002).

2.2 *Principali tipologie di gassificatori*

Le principali tipologie di reattori di gassificazione si possono indicare in reattori a letto fisso e a letto fluido. Si possono poi definire ulteriori elementi di classificazione, in base – ad esempio – alla pressione di esercizio, o in base alla presenza o meno di una fase di combustione diretta all'interno del reattore.

2.2.1 Gassificatori a letto fisso

È il sistema più tradizionale per la gassificazione della biomassa, la temperatura di processo è tra gli 800 e i 1000 °C, ed è tipico delle piccole taglie.

A seconda del percorso seguito dal flusso d'aria in ingresso e dai gas caldi in uscita relativamente a quello della biomassa, si possono distinguere i gassificatori in *downdraft*, *updraft* e *crossflow*.

2.2.1.1 Updraft

In questo tipo di gassificatori la biomassa, preventivamente trattata (in termini di pezzatura e umidità), viene introdotta dall'alto mentre l'aria, agente gassificante, dalla base del gassificatore.

Immediatamente al di sopra di una griglia, la biomassa carbonizzata (cioè il residuo solido rimanente dopo la fase di rilascio delle sostanze volatili) formata al di sopra viene in parte combusta e la temperatura raggiunge localmente i 1000 °C. La cenere cade quindi attraverso la griglia alla base e i gas caldi fluiscono verso l'alto dove subiscono un processo di riduzione (Midilli, 2001).

Ancora al di sopra, la biomassa essiccata è pirolizzata, e i gas vengono ulteriormente raffreddati fino a 200-300 °C.

Nella zona di pirolisi, dove vengono rilasciati i componenti volatili, si formano quantità considerevoli di catrami (tar), i quali parzialmente condensano e per la restante parte lasciano il gassificatore insieme agli altri gas prodotti. La temperatura nella zona di gassificazione è controllata tramite

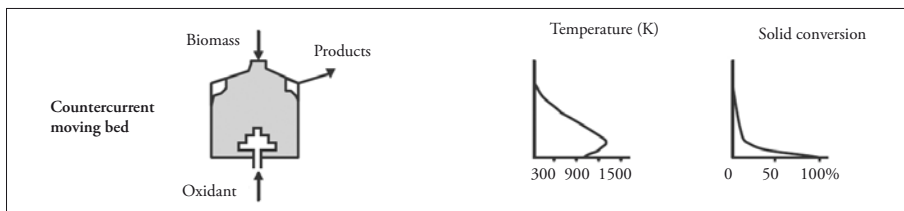


Fig. 20 Schema del gassificatore Updraft con l'andamento della temperatura e della percentuale di conversione del carbonio, in funzione dell'altezza (Stassen, 2002)

l'aggiunta di vapore all'aria, o umidificando quest'ultima. A causa della bassa temperatura del gas prodotto, l'efficienza totale del processo è abbastanza elevata ma per contro si ha un'elevata percentuale di catrami (McKendry, 2002).

2.2.1.2 Downdraft

In questo tipo di gassificatore la biomassa e i gas si muovono nella stessa direzione. I gas prodotti abbandonano il gassificatore dopo avere attraversato una zona a elevata temperatura, nella quale avviene il cracking parziale dei catrami che si sono formati durante la gassificazione. Ciò fa sì che il gas prodotto abbia un basso contenuto di tar: i gassificatori downdraft sono dunque preferiti a quelli updraft nelle applicazioni per la generazione di energia elettrica. Non altrettanto si può dire invece per quel che riguarda il contenuto di particolato nel gas, decisamente superiore rispetto a quella di un gas ottenuto con un gassificatore updraft (Zainal et al., 2002). Il gas che fuoriesce da questo gassificatore ha una temperatura di circa 900-1000 °C e questo, nel caso in cui il gas debba essere successivamente raffreddato per la sua purificazione, influisce negativamente sull'efficienza globale del processo di conversione (McKendry, 2002).

2.2.1.3 Crossflow

In un gassificatore del tipo Crossflow la carica solida si muove verso il basso, l'aria viene introdotta da un lato mentre i gas vengono estratti dal lato opposto, allo stesso livello, rispetto al lato di ingresso aria. Intorno alla zona in vicinanza dell'ingresso dell'aria di gassificazione si forma una zona a elevata temperatura, mentre le altre zone, di pirolisi e di disidratazione, si trovano nella zona soprastante; le ceneri vengono rimosse alla base del gassificatore. Il

VANTAGGI	SVANTAGGI
Processo semplice, economico	Fenomeno del channeling*
Bassa temperatura di uscita gas	Fenomeno del bridging**
Alta efficienza di conversione del carbonio	Alto contenuto di catrami nel gas
Alta efficienza energetica del processo	Pezzatura della carica molto piccola
Basso contenuto di polveri nel gas	Potenziale formazione di scorie
Opera in modo soddisfacente in pressione	
* Per channeling si intende il fenomeno dell'incanalamento delle sostanze reagenti attraverso il materiale costituente il letto del gassificatore in maniera inerte, cioè senza che vi siano reazioni durante questo passaggio.	
** Il bridging è invece un fenomeno dovuto alla non perfetta omogeneità dei materiali reagenti, che causa un andamento della temperatura in stazionario.	

Tab. 2 *Principali vantaggi e svantaggi del gassificatore Updraft (Bridgwater, 2003)*

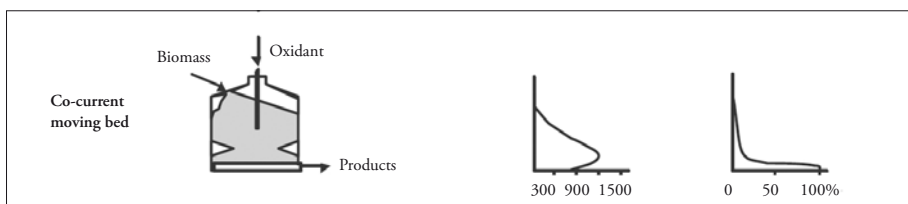


Fig. 21 *Schema del gassificatore Downdraft con l'andamento della temperatura e della percentuale di conversione del carbonio, in funzione dell'altezza (Stassen, 2002)*

VANTAGGI	SVANTAGGI
Processo molto semplice	Piccola pezzatura della carica
Basso contenuto in catrami	Limitato contenuto di ceneri ammissibile nella carica
	Fenomeno del bridging e del clinkering*
	Limitate possibilità di scale up
* Il clinkering è il processo che porta alla solidificazione delle scorie	

Tab. 3 *Principali vantaggi e svantaggi del gassificatore Downdraft (Bridgwater, 2003)*

gas prodotto ha una temperatura di 800-900 °C e questo implica, come per il gassificatore del tipo downdraft, dei rendimenti globali di conversione, dal punto di vista energetico, piuttosto bassi. Il contenuto di catrami è abbastanza alto (McKendry, 2002).

Tra i molti, un esempio di gassificatore a letto fisso è quello sviluppato da ENEA, un prototipo del quale, da 35 kWe, è installato presso il centro di Trisaia (fig. 22).

Un altro esempio di impianto di questo tipo è il gassificatore commercializzato dalla Caema e di provenienza indiana (Ankur).

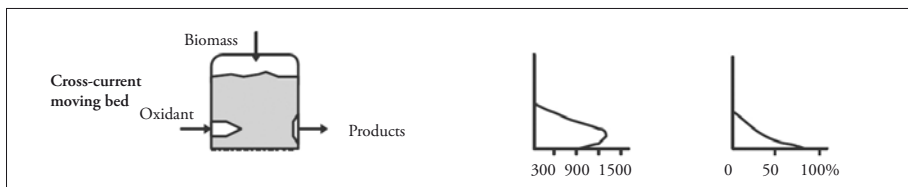


Fig. 22 Schema del gassificatore Crossflow con l'andamento della temperatura e della percentuale di conversione del carbonio, in funzione dell'altezza (Stassen, 2002)

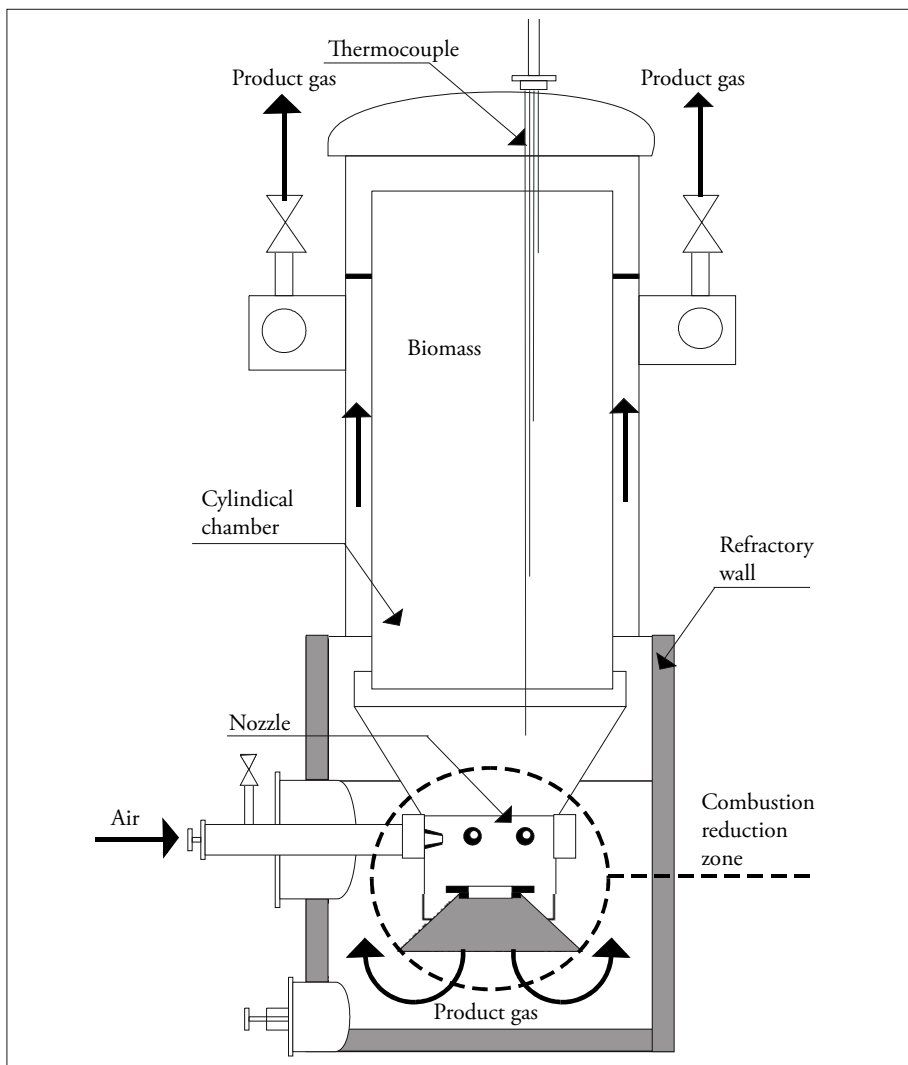


Fig. 23 Schema costruttivo del gassificatore Enea

2.2.1.4 Considerazioni generali sui gassificatori a letto fisso

In generale, i gassificatori a letto fisso rappresentano una soluzione tecnologica abbastanza semplice ma, per contro, il gas prodotto ha un modesto potere calorifico inferiore (LHV) e, escluso il caso del gassificatore downdraft, un elevato contenuto di catrami. La composizione media del gas è la seguente:

$N_2 = 40-50\%$

$H_2 = 15-20\%$

$CO = 10-15\%$

$CO_2 = 10-15\%$

$CH_4 = 3-5\%$

$LHV = 4-6 \text{ MJ/ Nm}^3$

Utilizzando aria come agente gassificante, l'elevato contenuto di N_2 aumenta significativamente il volume totale del gas prodotto, e questo comporta maggiori dimensioni delle apparecchiature per la purificazione del gas, a valle del gassificatore (McKendry, 2002).

Per controllare il processo e ottenere un gas con un maggiore potere calorifico, l'umidità contenuta nella biomassa in ingresso deve solitamente essere inferiore al 15-20%: il calore di scarto del sistema può quindi essere utilizzato per preriscaldare la carica iniziale. L'energia contenuta nel gas prodotto è più del 75% di quella totale contenuta nel materiale di partenza; le perdite sono principalmente dovute al calore sensibile del gas prodotto, a quello contenuto nelle ceneri e ai processi di scambio termico, soprattutto per irraggiamento (Bridgwater, 2003).

2.2.2 Gassificatori a letto fluido

Questi gassificatori, ampiamente utilizzati in passato per la gassificazione del carbone, hanno recentemente trovato significative applicazioni nel settore della biomassa.

Il principale vantaggio che i gassificatori a letto fluido offrono rispetto a quelli a letto fisso consiste in una uniforme distribuzione di temperatura nella zona di gassificazione. Questo è possibile grazie alla presenza, nel reattore, di un letto di materiale inerte molto fine nel quale viene introdotta l'aria (o un altro agente, quale ad esempio vapore), che fluidifica il letto e permette un ottimo miscelamento all'interno del letto tra inerte, gas caldi di combustione, e biomassa solida. Un ulteriore vantaggio rispetto a quelli a letto fisso consiste nella possibilità di effettuare la gassificazione in pressione, il che consente, nonostante le difficoltà

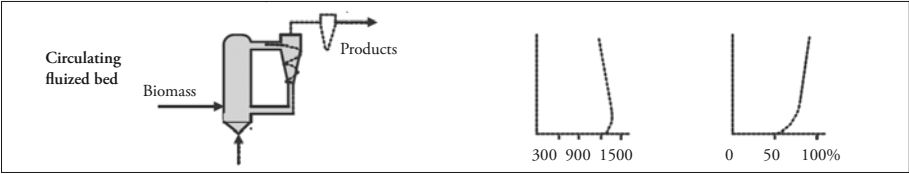


Fig. 24 Schema del gassificatore CFB con l'andamento della temperatura e della percentuale di conversione del carbonio, in funzione dell'altezza (Stassen, 2002)

tecniche nel realizzarlo, di aumentarne la capacità, e di ridurre, o eliminare del tutto, la compressione a monte della turbina a gas (Wen e altri, 1999).

2.2.2.1 CFB (Circulating Fluidised Bed)

Questo sistema consiste tipicamente in un reattore lineare di materiale refrattario dove avviene la gassificazione, di un filtro a ciclone per separare il materiale riciclovante dal gas e di un supporto per riportare questo materiale alla base del gassificatore (Bridgwater, 2003).

La temperatura operativa all'interno del reattore è compresa tra 800-1000 °C, in dipendenza del tipo di biomassa utilizzata e dalle applicazioni finali del gas prodotto.

Il combustibile viene inserito nella parte inferiore del corpo del gassificatore, a una certa distanza al di sopra della griglia di distribuzione dell'aria; una volta introdotte nel reattore, le particelle di biomassa iniziano a disidratarsi e successivamente a prolizzare. I gas prodotti in queste fasi procedono dunque verso la parte superiore del reattore, mentre il carbone resta in parte nel letto fluido, e in parte viene trascinato dai gas e dagli altri elementi circolanti verso il filtro a ciclone. Qui avviene la separazione e i solidi trattenuti vengono nuovamente inviati al letto fluido, nel quale il carbone viene bruciato con l'aria che è stata insufflata attraverso la griglia per fluidificare il letto (VTT, 2002).

2.2.2.2 BFB (Bubbling Fluidised Bed)

Questa tipologia di gassificatore consiste essenzialmente in un reattore con una griglia alla base attraverso la quale viene insufflata aria. Al di sopra della

VANTAGGI	SVANTAGGI
Processo molto flessibile	Problemi di attriti e corrosioni
Temperatura operativa > 850 °C	Controlli sulle operazioni scadenti

Tab. 4 Principali vantaggi e svantaggi del gassificatore CFB (Bridgwater, 2003)

griglia vi è un letto mobile di materiale fine all'interno del quale viene introdotta la biomassa.

La temperatura del letto, pari a circa 700-900 °C, viene regolata tramite il controllo del rapporto aria/biomassa. Quest'ultima viene pirolizzata nel letto a formare materia carbonizzata con componenti gassose; i composti con alto peso molecolare vengono "crackati" tramite contatto con il materiale che forma il letto, fornendo un gas con un basso contenuto in catrami, tipicamente inferiore a 1-3 g/Nm³ (VTT, 2002).

2.2.2.3 Entrained Flow

Questo gassificatore opera a temperature superiori ai 1700 °C, e grazie a ciò il gas prodotto ha un contenuto di tar pressoché nullo; inoltre le ceneri, allo stato liquido, possono essere facilmente rimosse (per questo motivo sono detti anche *slag gasifiers*).

Tutte queste caratteristiche rendono il gassificatore Entrained Flow ideale per la gassificazione delle biomasse e in particolare per i processi mirati alla produzione di biocombustibili liquidi (BTL), ma i sofisticati dispositivi di controllo, molto onerosi dal punto di vista economico, fanno sì che questo tipo di tecnologia possa essere utilizzata vantaggiosamente solo in impianti di grande scala.

L'agente ossidante può essere ossigeno puro o vapore.

2.2.2.4 Considerazioni generali sui gassificatori a letto fluido

Una delle maggiori difficoltà operative nella gassificazione a letto fluido consiste nella formazione di scorie all'interno del letto, fenomeno legato non solo alle condizioni operative del reattore ma anche alle caratteristiche chimico-fisiche della biomassa utilizzata e del contenuto-composizione delle ceneri.

Per evitare la formazione di scorie, la temperatura del letto dovrebbe essere limitata ma questo darebbe come risultato un aumento delle perdite di carbonio nelle ceneri (McKendry, 2002). Esempi di gassificatori a letto fluido sono il gassificatore (a vapore) di Gussing (Austria), quello di Varnamo (progetto Europeo Chrisgas), Ferco, IGT, Arbore, ed ENEA.

2.3 Considerazioni di carattere generale sulle varie tipologie di gassificatori

I gassificatori atmosferici a letto ricircolante (CFBG, Circulating Fluidised Bed Gasifier) sono stati dimostrati su una vasta gamma di biomasse e sono scala-

bili da pochi MWTh (o devine di MWth) fino a oltre 100 MWTh. Questo sembra essere oggi il sistema più adatto per applicazioni di larga scala.

I gassificatori atmosferici a letto fluido bollente (BFBG, Bubbling Fluidised Bed Gasifier) sono invece stati provati su scala pilota, e ne esistono applicazioni fino a oltre 25 MWTh. Sono tuttavia limitati nel loro dimensionamento, in quanto, a parità di portata di combustibile, il diametro del gassificatore è superiore rispetto al tipo di gassificatore precedentemente discusso (CFBG). D'altro canto però i BFBG risultano molto più economici per range medio-piccoli, così da far risultare anche per loro relativamente alta la loro "attractiveness" sul mercato.

I sistemi a letto fluido di tipo pressurizzato non sono invece ancora pronti per il mercato, a causa delle complesse operazioni di installazione e ai costi aggiuntivi legati al funzionamento in pressione. Buone prospettive hanno i gassificatori *entrained flow*, mirati però alla produzione di biocombustibili liquidi. In ogni caso i sistemi pressurizzati offrono vantaggi nell'utilizzo del gas in cicli combinati (TG + TV) in quanto non vi è la necessità di comprimere i gas a monte della camera di combustione della turbina a gas (TG).

Per quanto concerne i gassificatori a letto fisso, quelli atmosferici del tipo downdraft sono normalmente considerati per applicazioni di piccola scala per la generazione di energia elettrica, fino a circa 1.5 MWTh. Il problema maggiore è raggiungere un alto livello di automazione e affidabilità per quel che riguarda il processo di gas-cleaning, a valle del processo di gassificazione.

Non lo stesso si può dire invece per i gassificatori del tipo Updraft, a causa dell'elevato livello di catrami nel gas e al fatto che il tetto massimo di potenza raggiungibile con una singola unità è di circa 2.5 MWe, modesto per applicazioni di larga scala.

In conclusione, per applicazioni di larga scala, il sistema preferibile e più affidabile è, allo stato dei fatti, quello a letto fluido ricircolante mentre, per scale piccole, è il letto fisso-downdraft a riscuotere maggior successo (Bridgwater, 2003).

2.4 Diffusione degli impianti

Di seguito riportiamo un elenco di impianti ed esperienze considerati "di successo" da parte del network Europeo Gasnet, attualmente incorporato nella rete ThermalNet (programma Intelligent Energy for Europe), da cui si possono trarre considerazioni in merito alla diffusione e alla maturità tecnologica delle diverse soluzioni (Knoef, 2006).

Senza pretendere di elencare in modo esaustivo le installazioni esistenti in Italia, si riporta un breve elenco di soggetti coinvolti nel settore della gassificazione della biomassa, e delle tipologie di impianti.

Soggetti coinvolti nella sperimentazione di tecnologie di conversione energetica della biomassa tramite gassificazione e pirolisi:

- ENEA
- ENEL
- Ansaldo
- CCT (Gruppo Marcegaglia)
- Darwin Business Partners
- Rossano Energia
- Tecnimont
- Università di Firenze
- Università de L'Aquila
- Università di Napoli
- Università di Sassari
- Università di Perugia
- Università di Genova

Lo stato dei *progetti commerciali* in corso può essere così riassunto (Scoditti, IEA-Bioenergy Task 33 Country Report, 2006):

- AMGA, Legnano (Va), two CCT 500 kWe (Guascor). Stato: in corso test sperimentali.
- Rossano Energia S.p.A., Rossano (Cs). 4.5 MWe fixed bed (Down Draft) – Tecnologia “Prime Energy” (Usa). Motori Guascor S.A. (E). Guascor è anche reprensabile della costruzione e collaudo. Stato: in corso test sperimentali.

Nel campo dei progetti dimostrativi si segnalano, invece, i seguenti:

- Ansaldo Ricerche (ARI), Genova, 3.0 MWth fixed bed (up-draft), alimentato a carbone, legno e possibilmente RDF. Stato: in corso test sperimentali;
- Gruppo Marcegaglia, Taranto, 3 MWth up-draft. Stato: in corso test sperimentali;
- Darwin Business Partners, Pavia, 4.5 MWe downdraft, alimentato con rifiuti e biomassa. Stato: non si hanno informazioni recenti, l'avviamento era previsto per l'inverno del 2005.

Relativamente agli impianti pilota di gassificazione, infine:

- ENEA Trisaia, 35 kWe Downdraft Fixed Bed. Stato: progetto in corso di riavvio, collaborazione con l'Università di Firenze;

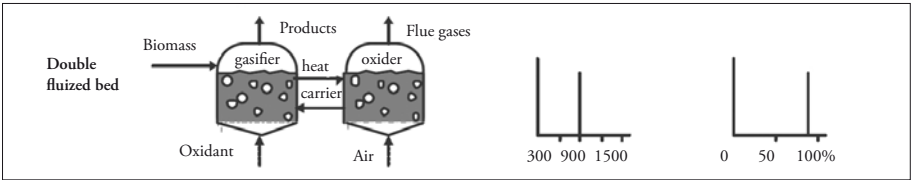


Fig. 25 Schema del gassificatore BFB con l'andamento della temperatura e della percentuale di conversione del carbonio, in funzione dell'altezza (Stassen, 2002)

VANTAGGI	SVANTAGGI
Pezzatura e composizione della carica variabili	Temperatura operativa limitata dalla scorificazione delle ceneri
Alto contenuto di ceneri ammissibile	Alta temperatura del gas prodotto
Alto contenuto di metano nel gas	Alto contenuto di catrami e particolato
Alta capacità volumetrica	
Adatto a essere pressurizzato	
Facile controllo della temperatura	

Tab. 5 Principali vantaggi e svantaggi del gassificatore BFB (Bridgwater, 2003)

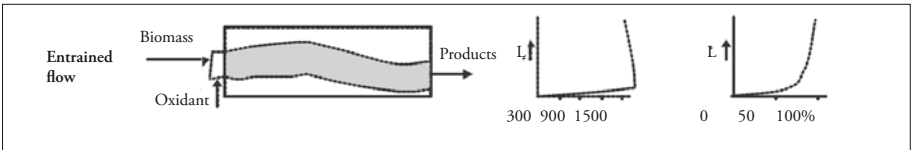


Fig. 26 Schema del gassificatore Entrained Flow con l'andamento della temperatura e della percentuale di conversione del carbonio, in funzione dell'altezza (Stassen, 2002)

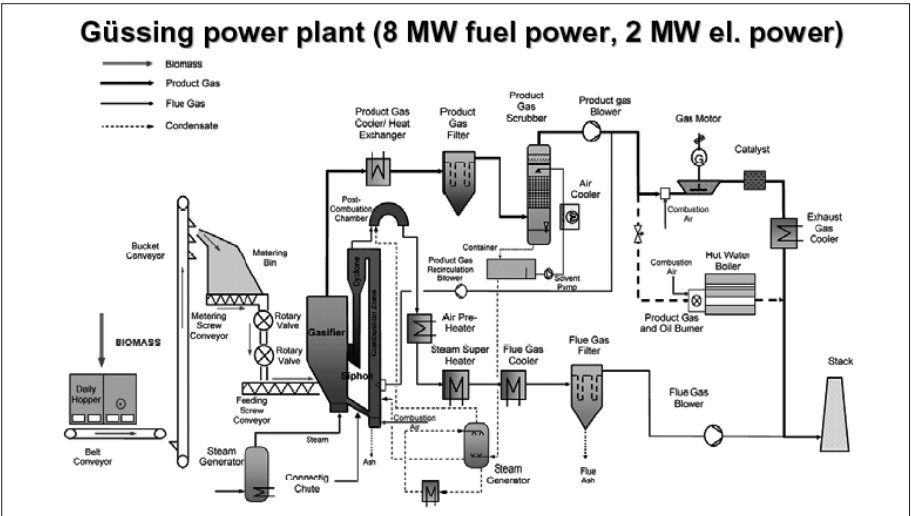


Fig. 27 Schema del gassificatore di Gussing (Austria)

NOME, PAESE	TIPOLOGIA DI IMPIANTO	PRINCIPALI CARATTERISTICHE	COSTO	NOTE
ENAMORA, Spagna	BFB, motore a gas	750 kWe (3500 kW fuel input) Accumulate 15,000 ore (3000 ore/anno)	1.1 M€	10 GWh in totale al 2004. Combustibile: gusci di mandorle. 1997-2001: ha funzionato a 500 kWe con 5-8 % NG e due motori, poi (2001) è stato aggiunto un motore a gas e operato senza NG.
Greve-in-Chianti, Italia	CFB, turbina a vapore	Fino a 6.7 MWe (fino a 2 x 15 MW fuel input)	20 M€	6200 MWh, 4500 h, al 1998. Combustibile: RDF
Güssing, Austria	FICFB, motore a gas	2 MWe, 4.5 MWth (8 MW fuel input) Steam gasification.	8.7 M€	2005: > 90 % <i>availability</i> del gassificatore, > 80 % del motore. Teleriscaldamento della città di Güssing (4000 ab.). Combustibile: chips di legno e residui dell'industria del legno. In corso estensione per produzione combustibili liquidi (BTL) e NG sintetico
Harboore, Danimarca	Updraft gasifier e motore a gas	1.4 Mwe, 3.4 MWth (5 MW fuel input) 9000 ore accumulate	9 M€ (demo)	Combustibile: chips di legno (35-55 % umidità). Teleriscaldamento città di Harboore (750 ab.).
Lathi, Finlandia	CFB co-firing gasification	20 MWe (120 MWe max ciclo a vapore a carbone e NG), 40-70 MWth (40-70 MW fuel input)	12 M€	Combustibile: mix di vari combustibili di riciclo (legno, cartone, carta, plastica, RDF, etc). Teleriscaldamento. Il contributo della biomassa è pari a ~ 15 % input medio all'impianto. <i>Availability</i> pari a 97.5 %
Rüdersdorf, Germania	CFB	100 MW fuel input. Gas per cementificio (oltre il 40 % della domanda).	n.d.	Combustibile: oltre 15 diversi tipi di biomassa. <i>Availability</i> > 90 %
Schwarze Pumpe, Germany	FB, slagging gasifier, entrained flow gasifier	75 MWe (420 MW fuel input). Oxygen (98 %) e steam gasification. 8000 ore/anno.	335 M€	Conversione di biomassa a <i>chemicals</i> (120 kt/a di metanolo) ed energia elettrica. Numerosi tipi di biomassa e residui, compattati (pellet, briquette) e miscelati con ~20% carbone. -SVZ-FB gasification → rifiuti urbani, RDF, carbone -BGL-FB gasification → rifiuti, carbone -Entrained flow gasification → olii, catrami (tar), fanghi, etc

Tab. 6 *Principali impianti di gassificazione nel mondo (segue)*

NOME, PAESE	TIPOLOGIA DI IMPIANTO	PRINCIPALI CARATTERISTICHE	COSTO	NOTE
Värnamo, Svezia	CFB in pressione, IGCC, CHP	6 MWe, 9 MWth (18 MW fuel input)	25 M€	Accumulate: 3600 ore (IGCC), 8500 ore (gassificazione) tra 1993 e 1999. Combustibili: chip e pellet di legno, corteccia, paglia, RDF. Attualmente oggetto di un nuovo progetto per biocombustibili liquidi (CHRIS-GAS)
Vermont Silvana, Burlington, USA	Indirect gasification demo plant	8-9 MWe (44 MW fuel input)	14 M\$	Combustibile: chip di legno, residui di legno, pellet, potature forestali
Carbo-V, Freiberg, Germany	Gassificazione a bassa temperatura, slag gasifier, motore a gas	150 kWe (1 MW fuel input)	2.5 M€ (gassificazione)	Accumulate 11600 ore (gassificatore). Impianto dimostrativo. Combustibile: chip di legno, residui di legno, rifiuti urbani, carcasse animali, carbone. Produzione di metanolo e FT-fuels.
Viking DTU, Danimarca	FB two stage gasifier, CHP	17.5 kWe, 39 kWth (70 kW fuel input)	n.a.	Accumulate 2200 ore. Impianto dimostrativo. Pirolisi e gassificazione in due reattori separati. Combustibile: chip di legno umido sino al 45 %. Bassissimo contenuto di tar, completamente automatico, rendimento elettrico ~25 %.
<p>Legenda:</p> <p>BGL: tipo di "slagging gasifier" (British-Gas Lurgi gasifier), BFB: Bubbling Fluidised Bed (Letto Fluido Bollente), BTL: Biomass-To-Liquid (combustibili liquidi di seconda generazione), CFB: Circulating Fluidised Bed (Letto Fluido Ricircolante), CHP: Combined Heat and Power, FB: Fixed Bed, FICFB: Fast Internal Circulating Fluidised Bed, FT: Fischer-Tropsch liquids, IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle, nd: non disponibile, NG: Natural Gas (Gas Naturale), RDF: Refuse Derived Fuel (CDR, Combustibile Derivato dai Rifiuti)</p>				

Tab. 6 *Principali impianti di gassificazione nel mondo*

- ENEA Trisaia, 80 kWe Downdraft Fixed Bed. Stato: progetto in attesa di ulteriore sviluppo;
- ENEA, Multifuel 160 kWe Fluid Bed. Stato: test sperimentali in Cina (modifiche al sistema di alimentazione);
- ENEA Trisaia, nuovo Multifuel 160 kWe Fluid Bed ad Ossigeno. Nome: "China 2nd". Stato: in corso di riprogettazione;
- Università di Genova, Gassificatore downdraft fixed bed di provenienza Ankur (WBG14, 45 kWe). Stato: in corso sperimentazione;
- esistono poi diversi piccoli sistemi di gassificazione in corso di sviluppo o

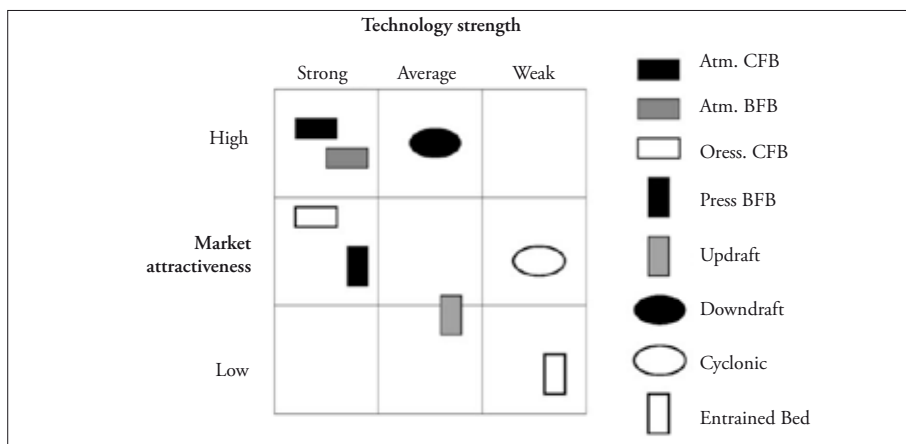


Fig. 28 *Matrice della Attrazione sul mercato e del livello tecnologico dei vari tipi di gassificatori (Bridgwater, 2003)*

commercializzati da ditte Italiane. Si tratta prevalentemente di tecnologie importate da altre parti di Europa (es. Danimarca, Spagna, ecc.) o da Paesi terzi (es. India). Stato di sviluppo delle tecnologie: non si conoscono i dettagli, e non è quindi possibile definire con precisione la situazione e il livello di maturità tecnologica. Appare comunque a oggi ancora carente la dimostrazione dell'utilizzo commerciale di lungo periodo di questi sistemi.

3. PIROLISI

3.1 *Descrizione del processo*

Quando la degradazione termica avviene in assenza di agenti ossidanti, il processo viene denominato pirolisi.

Il processo di pirolisi consente di trasformare la sostanza organica in prodotti finali (solidi, liquidi e gassosi) combustibili. Il processo avviene fornendo calore, a temperature comprese tra 400 e 800°C, in maniera indiretta, attraverso le pareti di un reattore, oppure direttamente, riciclando un mezzo riscaldante nel letto.

I prodotti della pirolisi sono:

- *gassosi non condensabili* (syngas o pyrogas, composto principalmente da CO, H₂O, CO₂, H₂, CH₄ e altri idrocarburi leggeri); il syngas può essere bruciato per fornire calore allo stesso reattore di pirolisi, oppure può essere impiegato come combustibile per turbogas o motori a combustione interna;
- *vapori condensabili* (tar, di composizione complessa ed estremamente va-

TIPI DI PROCESSO	TEMPI DI REAZIONE	TEMPERATURE	PRODOTTI
Carbonizzazione	giorni	300÷500°C	100% char
Pirolisi convenzionale	5÷30 min	< 600°C	uguali proporzioni di tar, char, syngas
Pirolisi veloce	0,5÷5 sec	500÷650°C	70-80% tar, 20-30% char+ syngas
Flash pirolisi	< 1 sec	> 700°C	80% tar, 20% char + syngas

Tab. 7 *Rese dei diversi prodotti per i diversi processi analizzati (www.pyne.co.uk)*

riabile, costituita essenzialmente da una miscela di idrocarburi pesanti di natura catramosa); i vapori condensati per raffreddamento danno luogo a un combustibile liquido ad elevata viscosità ed acidità denominato bio-olio che può essere impiegato in bruciatori e motori;

- *solidi* (char - costituiti da un residuo carbonioso analogo al carbone di legna e da ceneri); può essere usato come combustibile, come precursore per la produzione di carboni attivi o come intermedio nell'industria chimica (nerofumo).

I prodotti della pirolisi risultano in proporzioni che dipendono dalle modalità con cui avviene la reazione. Le caratteristiche energetiche dei prodotti della pirolisi sono evidenziate in tabella 7, i principali parametri che influenzano il processo sono:

- temperatura e pressione di processo;
- velocità di riscaldamento (heating rate);
- tempo di residenza della fase solida e della fase volatile nel reattore;
- dimensioni e forma delle particelle solide;
- eventuale presenza di catalizzatori.

Le rese relative di questi prodotti dipendono dal tipo di processo di pirolisi realizzato e dai parametri operativi del reattore.

Le modalità attraverso le quali può effettuarsi il processo di pirolisi sono:

- *pirolisi convenzionale*, a temperature minori di 600°C, con tempi di reazione dell'ordine di 5-30 minuti, da cui si ottengono approssimativamente le tre frazioni in uguali proporzioni;
- *pirolisi veloce*, a temperature comprese tra 500 e 650°C, caratterizzata da tempi di permanenza dell'ordine di 0.5-5 secondi e da flussi termici elevati; è favorita la produzione della frazione liquida fino al 70-80% in peso del materiale organico alimentato;
- *flash pirolisi*, a temperature superiori a 700°C, con tempi di contatto inferiori a 1 secondo, favorisce la produzione di una frazione liquida intorno all'80% in peso dell'alimentazione.

In letteratura è pratica comune riferirsi alla pirolisi come processo veloce o

flash per la produzione di bio-olio, ottenendo quindi una densificazione energetica, rispetto alla biomassa di partenza, che ne diminuisce i costi di trasporto e ne facilita la logistica, rendendo inoltre possibile l'impiego in macchine a combustione interna. Si evidenziano tuttavia alcune criticità nell'impiego del bio-olio come carburante (puro o in miscela con altri idrocarburi) dovute principalmente alla sua elevata viscosità, specialmente alle basse temperature, all'acidità, alla degradazione nel tempo delle caratteristiche fisico-chimiche, che rende minimi i tempi di stoccaggio, e dal forte odore pungente e sgradevole.

In tempi recenti hanno ripreso vigore i processi di pirolisi lenta, sia per l'interesse nel carbone, comunque riutilizzabile come combustibile anche per sostenere il processo stesso di pirolisi, sia per il syngas che, opportunamente depurato dal tar, diventa un pregiato combustibile gassoso per motori a combustione interna e turbine a gas.

In tale ottica la pirolisi convenzionale o lenta appare preferibile in applicazioni di piccola scala, dove la possibilità di riutilizzare il char e il tar come combustibili, per sostenere energeticamente il processo, insieme ai cascami termici del ciclo motore permette di realizzare rendimenti globali di conversione della biomassa dello stesso ordine di grandezza di quelli riscontrabili negli impianti di conversione di media e grande taglia.

3.2 *Caratterizzazione delle tecnologie disponibili*

3.2.1 Pirolisi convenzionale

3.2.1.1 Carbonizzazione

È un processo di tipo termochimico, che consente la trasformazione delle molecole strutturate dei prodotti legnosi e cellulosici in carbone (carbone di legna o carbone vegetale), ottenuta mediante l'eliminazione dell'acqua e delle sostanze volatili dalla materia vegetale, per azione del calore nelle carbonaie all'aperto, o in forni chiusi che offrono una maggior resa in carbone e vari altri prodotti (alcol, acido acetico, acetone, catrame). A oggi il processo è utilizzato solamente per la produzione di carbone ma anche in questo caso la concorrenza con il più economico carbone fossile ne ha precluso una vasta diffusione.

I sistemi per la produzione di carbone possono essere distinti in sistemi di produzione a lotti e sistemi continui. Tra i sistemi a lotto si identificano quelli tradizionali delle carbonaie all'aperto, in cui il legname viene disposto ordinatamente

in cataste ricoperte di terra, al cui interno sono ricavati degli opportuni passaggi per l'aria, accuratamente dosata per minimizzare l'apporto di ossigeno.

Nei sistemi continui invece il materiale, ridotto in opportuna pezzatura, viene fatto passare in camere successive in cui avvengono le fasi di essiccazione e pirolisi. I sistemi menzionati prevedono la combustione di un piccolo quantitativo di biomassa per fornire il calore necessario all'essiccazione e alla pirolisi del restante quantitativo e la combustione avviene all'interno dello stesso volume che contiene la biomassa destinata alla carbonizzazione.

Sistemi industriali più efficienti prevedono invece la distillazione in sistemi indiretti in cui il calore viene fornito esternamente da un processo di combustione, da un fluido termovettore o da riscaldatori elettrici.

La resa in carbone per metro cubo di legna utilizzata si può assumere convenzionalmente pari a circa $165 \text{ kg}_{\text{CHAR}}/\text{m}^3_{\text{LEGNA}}$.

3.2.1.2 Pirolisi lenta

La pirolisi lenta è caratterizzata da lunghi tempi di residenza e da un riscaldamento che avviene nell'ordine delle decine di minuti, a differenza di quella veloce in cui avviene in pochi secondi. Al crescere della temperatura aumenta la frazione di syngas prodotta, a scapito delle frazioni liquida e solida ma varia anche la composizione del gas di sintesi e dunque il suo potere calorifico inferiore.

Il syngas può essere utilizzato, previo un opportuno filtraggio e trattamento, per l'alimentazione di motori primi a elevato rendimento quali i motori alternativi a combustione interna e i turbogas. Il calore di risulta, a elevata temperatura, può essere utilizzato per mantenere il processo di pirolisi in un impianto integrato (fig. 29). Il syngas grezzo (syngas, vapor d'acqua e vapori di tar), viene raffreddato per condensarne i vapori presenti; il motore, alimentato con il syngas depurato, produce sia energia elettrica che termica. L'energia termica viene in parte riutilizzata nel processo di pirolisi stesso, in parte per effettuare l'eventuale essiccazione del combustibile grezzo o per scopi cogenerativi. In impianti di rilevante potenza è possibile realizzare un ciclo sottoposto (bottomer) a vapore d'acqua o di fluido organico (ORC) utilizzando l'energia termica di risulta.

I fumi in uscita dal sistema di pirolisi, prima di poter esser immessi in atmosfera, devono esser opportunamente trattati per rispondere ai limiti imposti dalla normativa in un sistema la cui complessità dipende dalle caratteristiche del combustibile grezzo utilizzato.

L'integrazione tra pirolizzatore e macchina termica consente di ottenere rilevanti efficienze impiantistiche, determinando al tempo stesso criticità sia

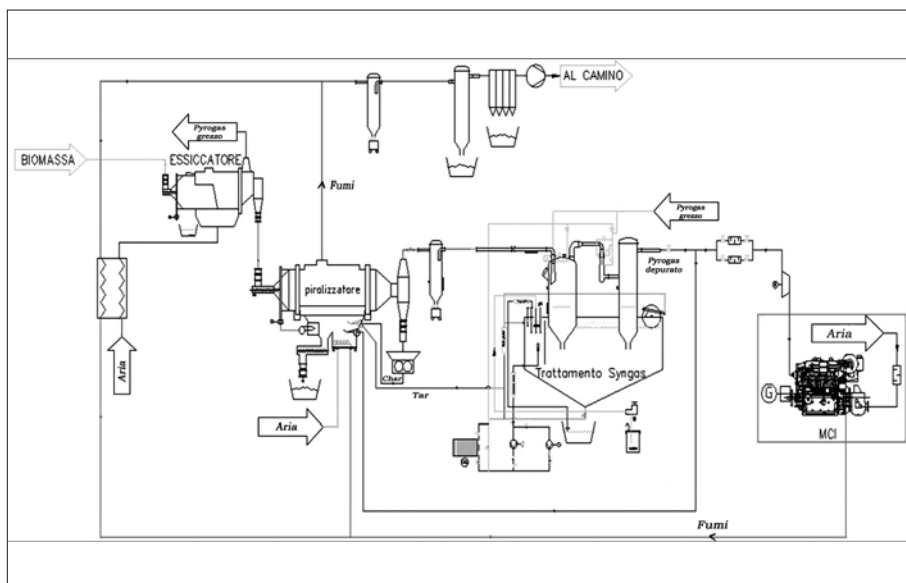


Fig. 30 Layout di un impianto integrato di pirolisi con motore (Fantozzi, D'Alessandro, Desideri, 2007)

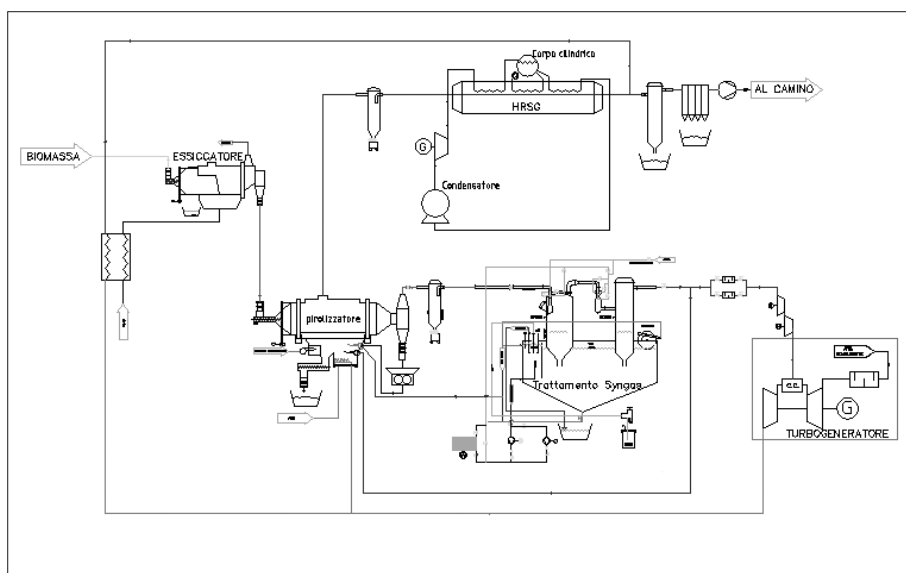


Fig. 31 Layout di un impianto integrato a pirolisi e ciclo combinato (Fantozzi, D'Alessandro, Desideri, 2005)

MACCHINA TERMICA	MOTORE COMBUSTIONE INTERNA	CICLO COMBINATO GAS-VAPORE
Taglia	0,1 – 1,5 MWel	5 – 40 MWel
Rendimento elettrico	10 – 18 %	25 – 35 %
Rendimento termico	50 – 40 %	35 – 25 %
Biomassa (10 MW, 30%)	2,3 ton/h 17.000 ton/a	11,5 ton/h 86.000 ton/a
Tecnologia	Dimostrativa/commerciale	Dimostrativa/commerciale
Impianti esistenti	uno	uno

Tab. 8 *Prestazioni indicative per un impianto di pirolisi integrato con motore a combustione interna e a ciclo combinato*

tore, sono opportunamente trattati e depurati prima di essere convogliati al camino.

Impianto integrato di pirolisi e ciclo combinato

L'impianto integrato a pirolisi e ciclo combinato, il cui layout viene mostrato in figura 31, prevede uno schema impiantistico simile a quello già descritto in precedenza; in questo caso però, il syngas alimenta una turbina a gas i cui fumi di scarico, prima di esser inviati alla sezione di trattamento, sono convogliati in una caldaia a recupero per la produzione di vapore surriscaldato fatto poi espandere in una turbina a condensazione. Il recupero di energia dai fumi del turbo gas e dalla combustione del char con ciclo Rankine-Hirn determina un incremento dell'efficienza dell'impianto, a fronte di una maggior complessità impiantistica e un aumento dei costi di installazione che ne limitano la fattibilità economica per la piccola taglia.

La criticità degli impianti sopra menzionati risiede principalmente nel garantire un lavaggio dei gas di sintesi dai catrami adeguato alle specifiche richieste dei fornitori di motori e turbine.

3.2.2 Pirolisi non convenzionale

3.2.2.1 Pirolisi veloce (*fast pyrolysis*)

La *fast pyrolysis* consente di massimizzare la resa in tar, il cui potere calorifico (circa 17 MJ/kg) è circa la metà di quello dell'olio combustibile e presenta una densità maggiore e una più alta presenza di ossigeno (fino al 50% del peso) e di acqua (fino al 20% in peso). Dal punto di vista ambientale, tuttavia, rispetto agli olii di origine fossile, esso non contribuisce a incrementare le emissioni di gas serra quali l'anidride carbonica e non comporta emissioni di SO_x perché la biomassa contiene quantità irrilevanti di zolfo.

Il tar di pirolisi, comunemente detto bio-olio, può essere mescolato con alcoli (etanolo e metanolo) ma non con gli idrocarburi da cui si separa in

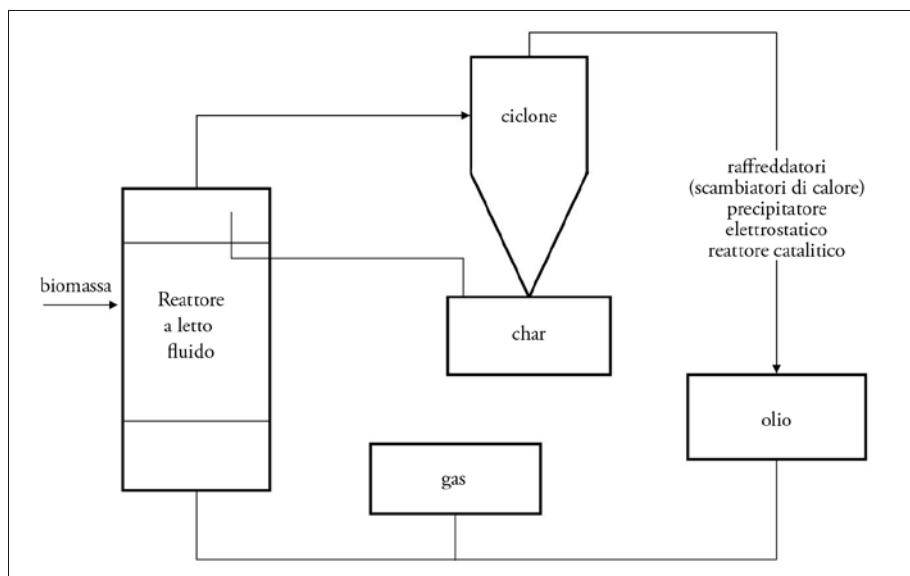


Fig. 32 Sistema con reattore a letto fluido

tempi molto brevi; può essere stoccato, pompato e trasportato come qualsiasi prodotto liquido derivante dal petrolio. L'elevato contenuto di acqua e ossigeno, con un sostanziale quantitativo di composti non volatili, contribuisce a rendere difficile la combustione del bio-olio, così che, a differenza dei combustibili fossili, ad esempio, gli oli di pirolisi non si accendono spontaneamente in un tipico motore diesel; si rende a tal fine necessario l'upgrading, processo attraverso il quale si cerca di ridurre il contenuto di ossigeno, il peso molecolare e la viscosità, per migliorarne il comportamento in combustione.

Le caratteristiche essenziali di un processo di fast pirolisi sono:

- elevata velocità di riscaldamento (heating rate) che richiede una biomassa finemente macinata (bassi tempi di residenza dei vapori per minimizzare le reazioni secondarie);
- temperatura di reazione controllata tra 425-500°C, intervallo in cui si massimizza la resa in tar;
- brevi tempi di residenza dei vapori (solitamente < 2 s);
- raffreddamento veloce (o quenching) dei vapori di pirolisi per dare il bio-olio come prodotto.

Il cuore del processo di pirolisi fast è il reattore, oggetto di numerose ricerche: negli ultimi 20 anni sono stati progettati reattori attraverso i quali si ottengono rese in tar del 70-80% in peso di biomassa secca. Elenchiamo di seguito quelli più usati.

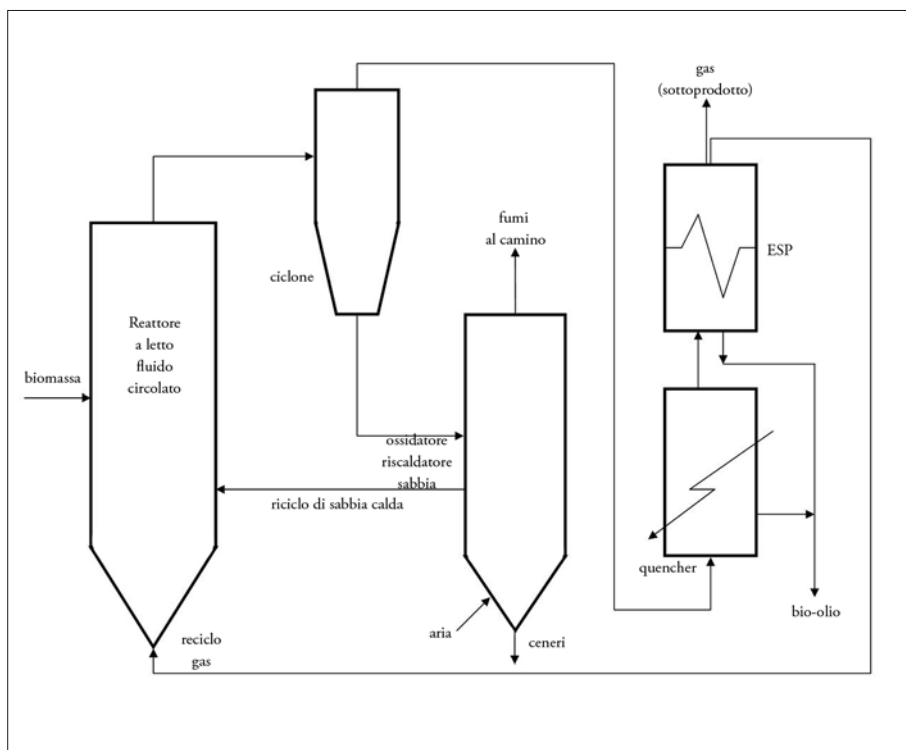


Fig. 33 *Reattore a letto fluido ricircolato*

3.2.2.1.1 Reattori a letto fluido bollente (BFB)

La tecnologia a letto fluido di cui si è parlato esaustivamente nelle sezioni precedenti relative a combustione e gassificazione, è di relativamente facile realizzazione e, permette di raggiungere rendimenti abbastanza soddisfacenti. Un reattore a letto fluido è costituito da un cilindro verticale nel quale il materiale da trattare viene tenuto in sospensione da un gas immesso attraverso una griglia posta alla base del cilindro stesso. A differenza dell'impiego in combustione e gassificazione, in cui il gas fluidificante deve apportare in toto o in parte il comburente (ossigeno), nell'impiego in pirolisi del letto fluido il gas fluidificante non deve innescare processi di ossidazione e pertanto si impiegano gas inerti quali ad esempio l'azoto. In esso è contenuto un solido granulare inerte (tipicamente sabbia) che si mescola al materiale da bruciare, in modo da favorire i processi di scambio termico. Il tempo di residenza dei solidi e dei vapori all'interno del reattore sono controllati dalla portata del gas fluidificante.

SITO	MESSA IN ESERCIZIO	TECNOLOGIA	POT. ELETTRICA NETTA (MWE)	COMBUSTIBILE
Terni – Loc. Penti-ma bassa	2008	Pirolizzatore + microturbina a gas	0.07	Biomassa cippata
Terni – Loc. Maratta	2004	Pirolizzatore + ciclo combinato gas-vapore	4	Biomassa
Bastardo (PG)	Occasionalmente fra il 1998 e 1999	Fast Pyrolysis	3,3 (tn)	Cippato legno
tn = termica nominale				

Tab. 9 *Principali caratteristiche degli impianti di pirolisi sul territorio nazionale*

Il materiale di alimentazione è immesso nel reattore direttamente a contatto con in letto fluido di sabbia, caldo per la presenza di un gas fluidificante preriscaldato. I gas e le particelle di char prodotti vengono eliminati dall'alto, queste ultime inviate a un ciclone, vengono separate e raccolte in recipienti chiusi. Gli aerosol più stabili vengono fatti precipitare attraverso filtri elettrostatici (fig. 32). Il char ha un tempo di residenza maggiore rispetto ai vapori, esso agisce come catalizzatore nel cracking dei vapori alle temperature di reazione della pirolisi fast.

3.2.2.1.2 Reattori a letto fluido ricircolato (CFB)

Quanto detto sopra per i letti fluidi bollenti (BFB) impiegati in pirolisi vale per i letti fluidi circolati (CFB) con la differenza che in quest'ultimi il tempo di residenza del char è praticamente lo stesso dei vapori (fig. 33).

Solitamente questo sistema si trova accoppiato a una camera di combustione per il char che, bruciato, viene utilizzato per scaldare la sabbia nel processo. In questo caso c'è molta somiglianza tra le ceneri che rimangono nel reattore e quelle che si accumulano nei solidi circolanti. Le ceneri lasciate dalla biomassa contengono sostanze catalizzanti la fase di cracking nei prodotti volatili delle molecole organiche con una conseguente riduzione della resa di bio-olio.

3.2.2.1.3 Reattori per pirolisi ablativa

Nei sistemi a pirolisi ablativa le particelle di biomassa finemente triturate sono riscaldate molto velocemente e per un tempo molto breve, principalmente per conduzione dalle pareti del reattore. Questo tipo di sistema è caratterizzato da un'elevata velocità delle particelle di combustibile, schiacciate contro le pareti del reattore da lamine rotanti e dalle alte pressioni. In tali

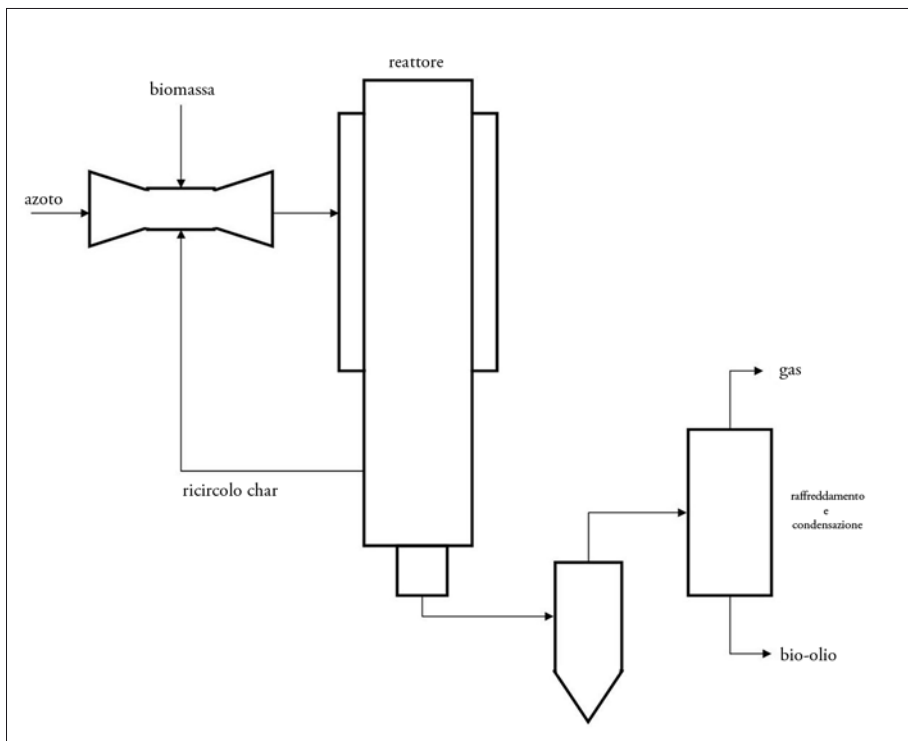


Fig. 34 Schema semplificato del reattore per la pirolisi ablativa (Bridgewater, 2003)

sistemi si sono raggiunti anche rendimenti di bio-olio pari all'80% in peso della biomassa secca.

Il reattore è costituito da un sistema a piatti riscaldato, per esempio dalla combustione dei gas incondensabili prodotti dal processo. La biomassa viene immessa attraverso il sistema di alimentazione e in genere viene pressata sulla superficie piatta riscaldata usando delle lamine rotanti che generano una pressione meccanica sulle particelle e gli impartiscono anche un movimento orizzontale attraverso la superficie calda.

Sugli strati superficiali caldi della biomassa si forma un film liquido che funge da lubrificante per le particelle successive ed evaporando facilmente fornisce i vapori di pirolisi per la formazione del tar (fig. 34).

3.2.2.1.4 Reattori a cono rotante

Il cono rotante è un tipo di reattore di recente concezione impiegato per la pirolisi fast in cui, grazie alla forza centrifuga, il materiale inerte viene costretto

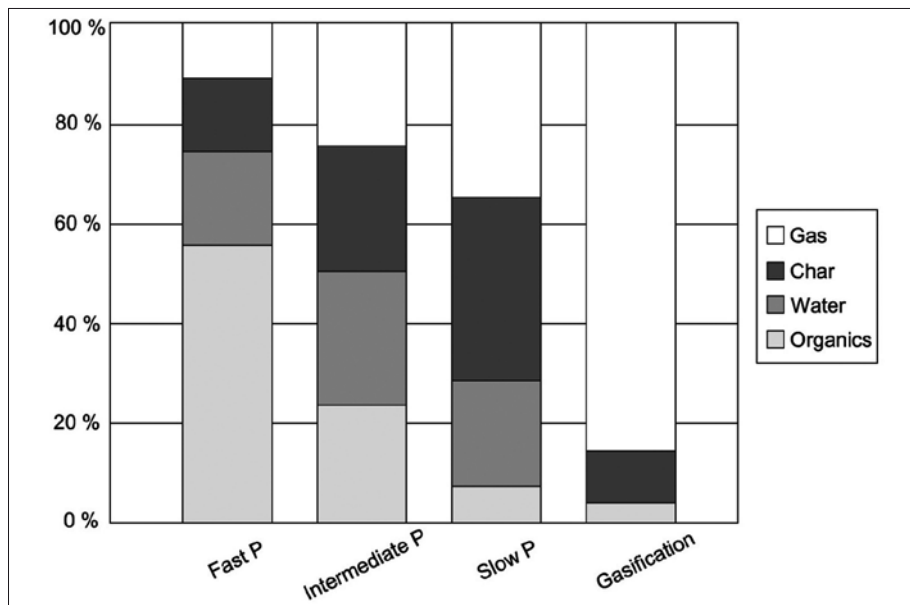


Fig. 35 *Prodotti della pirolisi e della gassificazione (%)*

to alla rotazione e la biomassa è spinta verso la parete del cono riscaldato con un moto a spirale. Mentre la biomassa viene immessa dal basso, la polvere di char residua viene eliminata dalla parte alta del cono.

Tale sistema è simile ai reattori per la pirolisi ablativa in cui le particelle scivolano lungo le pareti metalliche riscaldate.

Il liquido prodotto non supera il 60-70% in massa del materiale secco di alimentazione.

3.2.2.2 Pirolisi flash (*flash pyrolysis*)

Questo tipo di pirolisi avviene elevando fortemente la temperatura delle biomasse a gran velocità (anche 1000°C in un secondo), in modo che si produca una pirolisi totale, la quale eviti il formarsi del catrame e migliori considerevolmente il rendimento del gas. In genere il potere calorifico dei gas di pirolisi oscilla tra i 3,8 e 15,9 MJ/m³; questi valori possono crescere fino ai 16,7-20,9 MJ/m³ mediante questo sistema.

La pirolisi del tipo flash comporta una decomposizione termica della biomassa usando rapidi scambi di calore e brevi tempi di residenza sia dei solidi sia dei componenti volatili. La pirolisi flash sembra essere il più promettente ed economico tra i processi di conversione della biomassa volti a ottenere un

prodotto liquido. Si possono raggiungere rese di tar fino all'80% in peso, con temperature tra 450-550°C con una pressione pari a 1 atm. Tuttavia vi sono numerosi ostacoli all'utilizzo del tar prodotto con la pirolisi flash come combustibile, per esempio gli alti contenuti di acqua e ossigeno, il basso potere calorifico, l'acidità, l'immiscibilità con i combustibili tradizionali, la difficoltà alla conservazione a causa della sua instabilità.

I reattori usati sono quelli a letto fluido, ablativi, a ciclone, a letto fluido circolante e a vuoto.

In figura 35 sono rappresentate le percentuali dei prodotti della pirolisi, a seconda delle modalità con le quali avviene il processo, e dei prodotti della gassificazione

3.3 Analisi di impianti esistenti sul territorio italiano

Le caratteristiche principali di alcuni impianti di pirolisi presenti sul territorio nazionale sono riportate in tabella 9.

4. ASPETTI NORMATIVI

La principale normativa di riferimento in materia di emissioni è a oggi il Testo Unico sull'ambiente (Dl 3 Aprile n. 152, 2006).

Relativamente ai piccoli impianti, a oggi il principale elemento di criticità è relativo alle emissioni di monossido di carbonio. Una possibile soluzione per questo aspetto è data dall'utilizzo di catalizzatori, ma questo approccio è ancora in corso di studio in diversi impianti. In alternativa si può ricorrere alla postcombustione (ad esempio in una fornace a carbone, come a Zeltweg, Olanda), ma tale soluzione è possibile solo in certi impianti. In ultima analisi, alcuni Paesi hanno – solo per i piccoli impianti – elevato il livello accettabile di emissioni di CO per questi piccoli impianti.

Un ulteriore elemento di criticità è la gestione delle acque reflue, contaminate con i tar, che richiedono un impianto dedicato di trattamento acque. L'introduzione di un impianto di questo tipo risulta spesso non sostenibile economicamente per le piccole installazioni.

Per quanto concerne invece le grandi taglie di impianto, i sistemi di trattamento fumi normalmente installati a valle dei motori alimentati con il gas di gassificazione sono in grado di garantire il rispetto dei valori di emissione previsti dalle normative applicabili.

5. CONCLUSIONI

Le tecnologie di combustione diretta rappresentano lo stato dell'arte della conversione energetica delle biomasse, con soluzioni commercialmente disponibili per la generazione di calore, anche su scala domestica, e per la generazione di energia elettrica con ciclo a vapore limitata alla scala medio grande.

La pirolisi convenzionale rappresenta una soluzione tecnologicamente affidabile ed economicamente conveniente per incrementare la densità energetica delle biomasse in prodotti intermedi solidi (carbonizzazione), liquidi (tars) o gassosi (pyrogas) utilizzabili successivamente, in cicli di potenza o generatori di calore, o contemporaneamente in sistemi integrati.

Le tecnologie di gassificazione, ancor più di quelle di pirolisi veloce, rivestono un ruolo centrale nel settore della bioenergia e, in particolare, in quello dei biocarburanti liquidi da biomassa lignocellulosica (*2nd generation biofuels*), dove sia la pirolisi che la gassificazione rappresentano step intermedi per la sintesi di biocombustibili liquidi.

Nell'ambito della generazione di energia elettrica, i gassificatori e i sistemi a pirolisi lenta, integrati con motori a combustione interna e turbine a gas, si propongono di rappresentare una soluzione efficiente e in grado, potenzialmente, di venire incontro alle esigenze delle piccole taglie, anche se l'affidabilità di questi impianti, assieme alle esigenze di manutenzione, rappresentano ancora un aspetto da dimostrare.

Cercando di riassumere in alcuni punti sintetici gli aspetti essenziali relativi alle tecnologie di combustione, pirolisi e gassificazione, possiamo concludere quanto segue.

5.1 *Combustione*

La generazione di calore per uso civile o industriale rappresenta l'impiego più diffuso delle biomasse con soluzioni tecnologiche efficienti ed economicamente convenienti offerte da diversi produttori nazionali. La trasformazione in biocombustibili solidi (pellet, chip e bricchette) minimizza i costi di trasporto e gestione permettendo l'impiego a fini termici anche di biomasse residuali.

Su scala domestica si impiegano generalmente stufe a pellet e termocamini a legna o bricchette. Per applicazioni industriali o in impianti civili centralizzati risultano più convenienti e diffuse le caldaie a cippato.

Con riferimento alla produzione di energia elettrica mediante combustione

e recupero energetico con ciclo a vapore occorre distinguere tra piccoli e grandi taglie.

Piccoli impianti

Tecnologia affidabile, costi elevati con turbina o espansore a pistone. Olio diatermico per ridurre costi operativi. Bassi rendimenti elettrici (7-15 %). Necessità di valorizzare il calore disponibile a bassa temperatura.

Medi e grandi impianti

Tecnologia affidabile (Cicli Rankine-Hirn a vapore), costi competitivi. Modesti rendimenti elettrici (12-25 %). Interesse a valorizzare il calore per applicazioni a bassa temperatura.

Co-combustione

Ampliamente sviluppata con carbone su grandi taglie in Nord e Centro Europa e Usa. Grandi impianti. Considerevoli volumi di biomassa, prezzi specifici bassi. Costi di investimento fortemente competitivi, opportunità di utilizzare infrastrutture esistenti. Rendimenti elettrici: 30-40 %.

5.2 Gassificazione

Piccoli impianti

Adatti alla dimensione di azienda agricola. Affidabilità ancora da dimostrare sul lungo termine. Basso potere calorifico del gas risultante per l'integrazione con sistemi a combustione interna (turbine, motori). Possibili problemi su emissioni di CO. Costi fortemente variabili, in funzione del fornitore e della provenienza dell'impianto, oltre che della taglia. Tecnologie fortemente sensibili alle caratteristiche chimico-fisiche materia prima. Rendimenti elettrici: 10-18%.

Grandi impianti

Tecnologie dimostrate per cicli a vapore o motori a gas. Costi ancora abbastanza elevati, rinnovato interesse per applicazioni BTL. Tecnologie fortemente sensibili alle caratteristiche chimico-fisiche materia prima. Rendimenti elettrici: 20-30%.

Co-combustione

Importanti applicazioni in Nord e Centro Europa. Possibile integrazione con gas naturale, oltre che con carbone. Costi competitivi. Necessarie grandi taglie di impianto. Rendimenti elettrici: 30-40%.

5.3 *Pirolisi*

Pirolisi lenta

Tecnologia affidabile, integrazione con sistemi a combustione diretta (turbine, motori) da dimostrare su lungo termine. Limitata disponibilità di fornitori. Applicazioni cogenerative favorite per la produzione combinata di carbone (char) e olii (tars). Prestazioni fortemente dipendenti dalle caratteristiche chimico-fisiche e dall'umidità della biomassa.

Piccoli Impianti

Adatti alla dimensione di azienda agricola. Buon potere calorifico del syngas che ne facilita l'impiego in motori e piccole turbine. Fattibilità vincolata dall'impegno del calore per riscaldamento, essiccazione della materia prima o produzione di pellet o acqua dissalata.

Costi variabili in funzione della soluzione integrata prescelta. Rendimenti elettrici: 10-20%.

Grandi Impianti

Soluzioni preferibili in ciclo combinato con turbina a gas e impianto a vapore. Adeguatezza dei sistemi di depurazione del gas per utilizzo in turbina da dimostrare sul lungo periodo. Costi ancora elevati. Rendimenti elettrici: 25-35%.

Pirolisi veloce

Costi elevati, pochi impianti dimostrativi esistenti (Dynamotive, BTG). Da dimostrare su lungo termine la generazione di energia. Interesse come prima fase per la produzione di biocombustibili di seconda generazione.

Tipici rendimenti elettrici

- *Piccola taglia: 10-22%.*
- *Grande e media taglia: 20-30%.*

BIBLIOGRAFIA

- AA.VV. (2004): *Installazione e gestione delle caldaie a legna di piccola scala. Aspetti normativi, termotecnica e progettuali*, Atti del Convegno Progetto Fuocoî.
- AA.VV.: *Impiego del legno come fonte di calore*, Rapporto Interno Regione Piemonte.
- BRIDGEWATER A.V., PEACOCKE G.V.C. (2000): *Fast pyrolysis process for biomass*, «Renewable and Sustainable Energy Reviews», 4, pp. 1-73.
- BRIDGEWATER A.V. (2003): *Renewable fuels and chemicals by thermal processing of biomass*, «Chemical engineering journal», 91, Elsevier.

- CTI - COMITATO TERMOTECNICO ITALIANO (2003): *Analisi delle iniziative per la produzione di energia elettrica da biomasse Agro-industriali in Italia*.
- CTI - COMITATO TERMOTECNICO ITALIANO (2003): *Analisi tecnico-economica della produzione di energia elettrica da biomasse rispetto alla sola produzione di calore*.
- CTI - COMITATO TERMOTECNICO ITALIANO (2001): *Analisi delle filiere di media potenza per la produzione di energia elettrica da biomassa*.
- DEVI ET AL. (2003): *A review of primary measures for tar elimination in biomass gasification processes*, «Biomass and bioenergy», 24.
- FANTOZZI F., B. D'ALESSANDRO, U. DESIDERI (2005): *IPRP Integrated Pyrolysis Recuperated Plant. An efficient and scalable concept for gas turbine based energy conversion from biomass and waste*, *Transaction of the Asme*, vol. 127, pp. 348-357.
- HAMELINCK C.N., FAAIJ A.P.C. (2005): *Outlook for advanced biofuels*, *Energy Policy*, in press.
- HAMELINCK C.N., FAAIJ A.P.C. (2002): *Future prospects for production of methanol and Hydrogen from biomass*, «Journal of power sources», 3.
- KAMALAK KANNAN G., MEENAKSHI GUPTA, JAGDISH CHANDRA KAPOOR (2005): *Estimation of gaseous products and particulate matter emission from garden biomass combustion in a simulation fire test chamber*, «Atmospheric Environment», 39, pp. 563-573.
- KLASS D.L. (1998): *Biomass for Renewable Energy Fuels*, Academic Press Inc. San Diego Ca Usa.
- KNOEF H.A.M. (ed.) (2005): *Handbook of Biomass Gasification*.
- MCKENDRY (2002): *Energy production from biomass (part 3): gasification technologies*, «Bioresource technology», 83.
- MEIER D., FAIX O. (1999): *State of the Art of Applied Fast Pyrolysis of Lignocellulosic Materials. A Review*, «Bioresource Technology», 68, pp. 71-77.
- MIDILLI (2001): *Hydrogen production from hazelnut shell by applying air-blown downdraft gasification technique*, «International journal of hydrogen energy», 26.
- MORRIS, WALDHEIM (1999): *Update on Project Arbre*, TPS AB.
- NEEFT J.P.A. ET AL (2002): *Tar guideline: a standard method for measurement of tar and particles in biomass producer gases*, 12th European Conference on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, June, Amsterdam.
- NREL (2000): *Hot gas conditioning: recent progress with large scale biomass gasification systems*, Don J. Stevens.
- PAISLEY ET AL (2002): *The SilvaGas process from future energy resources. A commercially success*, 12^a Conferenza sulla biomassa per l'energia e la protezione del clima, Amsterdam.
- PITCHER ET AL. (2002): *Progress achieved in BIGCC projects and prospects for the future*, 12^a Conferenza sulla biomassa per l'energia e la protezione del clima, Amsterdam.
- QUAAK P., KNOEF H., STASSEN H. (1999): *Energy from Biomass*, *World Bank Technical*, Paper, n. 422.
- ROMER A. (2002): *Energia da biomassa*.
- SCODITTI E. (2006): *IEA Bioenergy Task 33 Country Report*.
- SHAFIZADEH F., CHIN P.P.S. (1977): *Thermal deterioration of wood*, «ACS Symp. Ser.», 43, pp. 57-81.
- STASSEN ET AL. (2002): *Thermal conversion of biomass into secondary products, the case of gasification and pyrolysis*, 12^a Conferenza sulla biomassa per l'energia e la protezione del clima, Amsterdam.
- TAM P., MAZZI E., LEVELTON (1999): *Forest Sector Table: assessment of gasification technologies and prospects for this commercial application*.

- TILLMAN D.A. (1991): *The Combustion of solid fuels and waste*, Academic Press Inc. San Diego Ca Usa.
- URIELI I., BERCHOWITZ D.M. (1984): *Stirling Cycle Engine Analysis*, Adam Hilger Ltd, Bristol Uk.
- VAN PAASEN ET AL. (2002): *Primary measures for tar reduction. Reduce the problem at the source*, 12th European Conference on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, June, Amsterdam.
- VTT (2002): *Review of Finnish biomass gasification technologies*, ESPOO.
- WALKER G. (1980): *Stirling Engine*, Clarendon Press, Oxford, Usa. www.pyne.co.uk
- WEN, LAUSTEN, DELAQUIL (1999): *Advances in biomass gasification power plants*, American power conference, Chicago.
- ZAINAL ET AL. (2002): *Experimental investigation of a downdraft biomass gasifier*, «Biomass and Bioenergy», 23.

SERGIO PICCININI*, GIUSEPPE BONAZZI*, CLAUDIO FABBRI*,
DANIELA SASSI*, MARIANGELA SOLDANO*

Biogas da effluenti zootecnici e da biomasse dedicate e di scarto

I. PREMESSA

La storia del biogas da effluenti zootecnici è stata caratterizzata in Italia da due distinte fasi. La prima, non positiva, risale agli anni '80, mentre la seconda ha avuto inizio nel decennio successivo, quando tecnologie più semplici e studiate espressamente per il mondo agricolo hanno iniziato a essere adottate e a garantire agli allevatori un effettivo ritorno economico dell'investimento.

Le difficoltà del primo periodo sono testimoniate dal fatto che rispetto al censimento realizzato dall'ENEA (Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente) nel 1983, che rilevava su effluenti zootecnici una sessantina di installazioni in Italia (Tilche et al., 1983), oggi molti di quegli impianti non sono più attivi. Le ragioni sono per lo più da imputare al fatto che la loro costruzione era motivata dalla necessità di ridurre l'impatto ambientale dei liquami, più che dalla volontà di realizzare un risparmio energetico, e infatti proprio sull'"ipotetico" vantaggio depurativo della tecnologia facevano leva le ditte costruttrici di impianti per convincere gli allevatori all'acquisto.

Anche molte delle ditte costruttrici di impianti di biogas censite nel 1983 non operano più in questo settore.

A rendere ancora meno positiva l'immagine della digestione anaerobica agli occhi degli allevatori negli anni '80 ha contribuito pure il fatto che gli impianti realizzati a quell'epoca erano un adattamento alle aziende zootecniche di processi e tecnologie nati per il settore industriale. La mancanza di valutazioni sull'idoneità delle aziende a ospitare gli impianti in termini di

* Centro Ricerche Produzioni Animali – CRPA Spa, Reggio Emilia

dimensione, qualità e quantità dei consumi energetici, oltre che sulle caratteristiche dei liquami, ha ulteriormente accentuato la delusione per i risultati e la sensazione di inadeguatezza del sistema alle esigenze del mondo agricolo.

La situazione è andata modificandosi a partire dalla fine degli anni '80, quando ha iniziato a diffondersi una nuova generazione di impianti di biogas semplificati e a basso costo, che oltre a recuperare energia permettono di controllare gli odori e di stabilizzare i liquami. Attualmente se ne contano in attività nel nostro Paese circa settanta.

Ad accrescere l'interesse nei confronti degli impianti di biogas che utilizzano il gas prodotto in cogenerazione ha contribuito il provvedimento CIP n. 6 del 29 aprile 1992, riguardante i "Prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell'ENEL, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l'assimilabilità a fonte rinnovabile", che stabiliva un regime tariffario particolarmente favorevole nel caso di autoproduttori che cedevano all'ENEL l'intera potenza elettrica ottenuta da impianti alimentati a biomasse (nel 1999, ENEL pagava circa 290 lire/kWh; pari oggi a 0,149 €/kWh).

I benefici del provvedimento Cip n. 6/92 sono stati successivamente sospesi e ora l'incentivazione delle energie rinnovabili, in accordo con una direttiva europea, si avvale dei cosiddetti "certificati verdi" (cv) (Dlgs 387/2003). In pratica, a partire dal 2002 è stato definito l'obbligo, da parte di tutti i produttori e importatori di energia elettrica da fonte convenzionale, di immettere in rete, ogni anno, una quota di elettricità prodotta da fonti rinnovabili (tra cui il biogas) pari almeno, nel 2006, al 3,05% della quantità totale immessa. Per poter rispettare tale quota, i produttori di energia da fonte convenzionale devono acquistare i cosiddetti "certificati verdi" dai produttori di energia rinnovabile. Attualmente la durata dei cv è di dodici anni (come indicato nel recente testo unico recante norme in materia ambientale, Dlgs n. 152/2006), elevabile per l'energia rinnovabile ottenuta da biomasse, quale è il biogas, per altri quattro anni, anche se con il riconoscimento solo del 60% dell'energia elettrica prodotta (art. 5 del decreto del Ministero Attività Produttive e del Ministero dell'Ambiente del 24 ottobre 2005, G.U. n. 265 del 14/11/2005) e se non si sono ottenuti contributi pubblici in conto capitale nella realizzazione dell'impianto.

È nato così un mercato o borsa dei "certificati verdi" (gestito dal Gestore dei Servizi Elettrici, GSE, www.gsel.it), che attualmente valgono circa 0,125 euro per kWh (valore di riferimento del GSE per il 2006).

Sommando il prezzo dell'energia elettrica venduta al "certificato verde", oggi si possono ricavare circa 0,18-0,20 euro per kWh. Inoltre, occorre segna-

lare, che, con una serie di provvedimenti legislativi (legge finanziaria 2006, n.266/2005, Legge n.81/2006, legge finanziaria 2007, n. 296/2006), si è definito che l'attività di produzione e vendita di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili agroforestali, provenienti prevalentemente dal fondo ed effettuate dagli imprenditori agricoli, costituisce attività agricola connessa e si considera produttiva di reddito agrario; ciò significa che il reddito prodotto dalla vendita dell'energia elettrica e termica non è soggetta a specifica tassazione, ma è compresa nel reddito agrario calcolato con gli estimi catastali dell'azienda.

Al vantaggio derivante dal recupero del biogas come fonte di energia rinnovabile va aggiunto quello ambientale per la riduzione dei gas serra, tra i quali il metano (di cui è composto il biogas) è uno dei principali. Le attività agricole, infatti, rappresentano una fonte significativa di emissione di gas serra, in particolare di metano, derivante sia dai processi digestivi (emissioni enteriche) sia dalla degradazione anaerobica delle deiezioni animali (emissioni prodotte durante la gestione e lo stoccaggio delle deiezioni), e protossido di azoto. Sulla necessità di ridurre l'emissione di gas serra entro il 2010, così come stabilito dal Protocollo di Kyoto, si basa la riforma della politica ambientale dell'Unione Europea, concretizzata con l'emanazione del Libro bianco sulle energie rinnovabili, della delibera Cipe n. 137/98 sulle politiche nazionali per la riduzione delle emissioni di gas serra, del Libro bianco sulle energie rinnovabili elaborato dall'Enea e approvato nel 1999 dal Cipe, del Dlgs 387/2003 (attuazione della direttiva CE n. 77/2001 sulle energie rinnovabili).

L'applicazione di tecniche di digestione anaerobica (siano semplici coperture degli stoccaggi o reattori anaerobici veri e propri) oltre a ridurre le emissioni di metano porta anche a una diminuzione delle emissioni di ammoniaca e di altri gas serra, come pure di composti organici volatili non metanici e di composti odorigeni causa di cattivi odori.

Non da ultimo, la captazione del biogas permette di sostituire i combustibili fossili con combustibili da fonti rinnovabili.

In questo contesto si inserisce anche la riforma della Politica Agricola Comunitaria (PAC) e dell'Organizzazione Comune di Mercato (OCM) per lo zucchero, che tagliando il sostegno a seminativi e barbabietola da zucchero e introducendo l'aiuto disaccoppiato, ha creato le premesse per un utilizzo diverso dei terreni, o quantomeno delle produzioni, favorendo la coltivazione di colture energetiche.

Per tutti questi motivi il biogas dovrebbe essere considerato una risorsa ed essere incentivato con adeguati interventi economici.

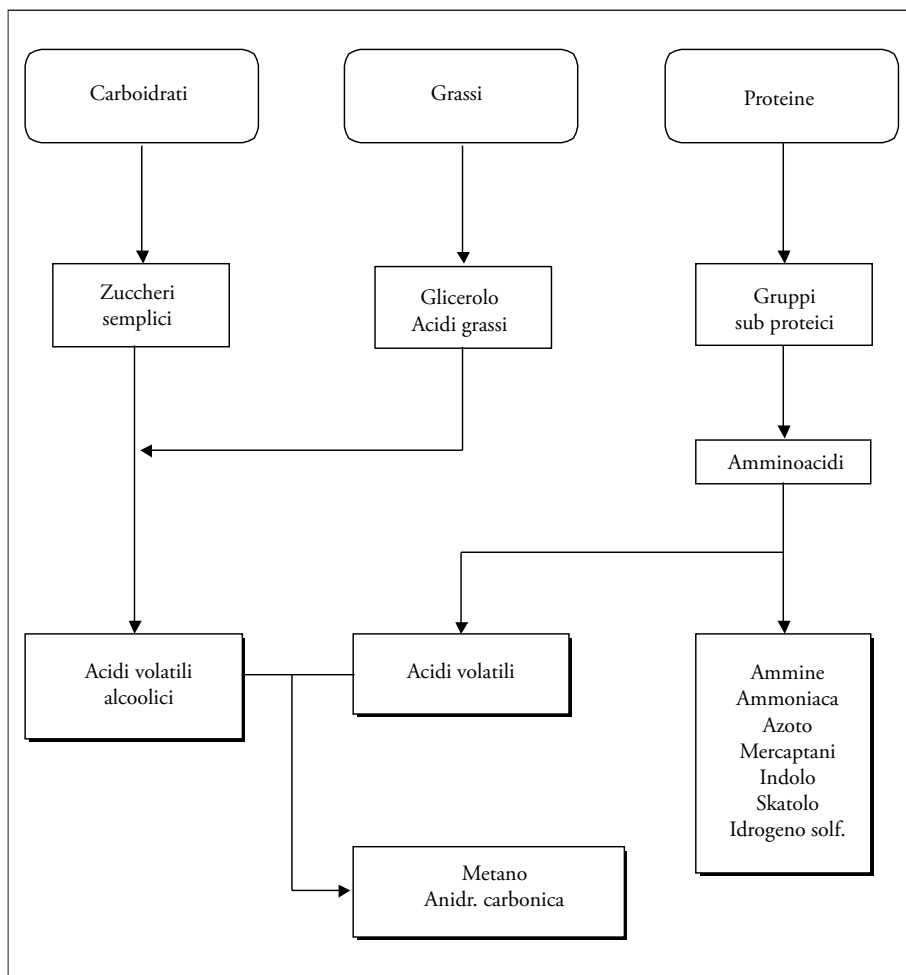


Fig. 1 Schema di decomposizione anaerobica delle sostanze organiche durante la digestione. Composti polimerici ad alto peso molecolare, carboidrati, grassi e proteine vengono frammentati in sostanze più semplici, quali zuccheri, glicerolo, acidi grassi e aminoacidi

2. DIGESTIONE ANAEROBICA

La digestione anaerobica è un processo biologico che in assenza di ossigeno trasforma la sostanza organica in *biogas*, cioè una miscela costituita principalmente da metano e anidride carbonica.

L'azione di decomposizione avviene in due fasi, la prima a opera di diversi gruppi di microrganismi in grado di trasformare la sostanza organica essenzialmente in acido acetico, anidride carbonica e idrogeno; successivamente

questi composti intermedi vengono trasformati in metano e anidride carbonica dai microrganismi metanigeni.

Il vantaggio del processo è che partendo da materia organica si ottiene energia rinnovabile sotto forma di un gas combustibile a elevato potere calorifico. Il limite è dato invece dal fatto che i microrganismi anaerobi presentano basse velocità di crescita e di reazione, ciò significa che per ottenere buoni risultati l'ambiente di reazione deve essere mantenuto il più possibile in condizioni ottimali.

La presenza di gruppi di microrganismi diversi porta a cercare un compromesso tra le diverse esigenze di crescita e sviluppo, pertanto l'ambiente di reazione, definito solitamente reattore anaerobico, deve avere un pH intorno a 7-7,5, mentre la temperatura ottimale di processo è di circa 35 °C se si opera con i batteri mesofili, o di circa 55 °C se si utilizzano i batteri termofili; con impiantistica di tipo semplificato è possibile operare anche in psicrofilia, cioè a una temperatura compresa tra 10 e 25 °C. In figura 1 viene illustrato schematicamente il processo di digestione anaerobica.

È opportuno sottolineare che la quantità di azoto contenuta nella biomassa sottoposta a digestione anaerobica sostanzialmente non cambia durante il processo, si avrà però una considerevole mineralizzazione dell'azoto organico ad azoto ammoniacale.

3. DAL BIOGAS ALL'ENERGIA

Il biogas è una miscela composta da metano, in genere pari al 55-75% quando è ottenuto con gli effluenti zootecnici, da anidride carbonica, tracce di idrogeno solforato e umidità elevata, derivante dalla degradazione in ambiente anaerobico (assenza di ossigeno) della sostanza organica. La digestione anaerobica per il trattamento delle biomasse organiche trova applicazione negli allevamenti zootecnici perché:

- accelera il processo di stabilizzazione dei liquami destinati allo stoccaggio e al successivo utilizzo agronomico;
- permette un buon abbattimento degli odori e delle emissioni di metano (gas serra);
- consente il recupero di energia rinnovabile (biogas) dai liquami.

La trasformazione del biogas in energia utilizzabile in azienda può avvenire:

- per combustione diretta in caldaia, con produzione di sola energia termica;

- per combustione in motori azionanti gruppi elettrogeni per la produzione di energia elettrica;
- per combustione in cogeneratori per la produzione combinata di energia elettrica e di energia termica. Con 1 m³ di biogas è possibile produrre mediamente 1,8-2 kWh di energia elettrica e 2-3 kWh di energia termica.

Il biogas, dopo essere stato purificato a metano al 95-97%, può anche essere utilizzato per autotrazione e/o immesso nella rete di distribuzione del metano (tale uso del biogas non è attualmente incentivato in Italia, a differenza degli altri biocarburanti, quali biodisel e bioetanolo).

La *combustione diretta in caldaia* si presta molto bene per impianti realizzati negli allevamenti suinicoli annessi ai caseifici; questi sono forti consumatori di combustibili, utilizzati per produrre il vapore necessario per la caseificazione, e sono in grado di bruciare tutto il biogas prodotto, realizzando risparmi significativi.

Oltre che per la lavorazione del latte, l'energia termica può avere un impiego, anche se più discontinuo, per il riscaldamento e la preparazione della broda nelle porcilaie, per la preparazione dei pastoni, per il riscaldamento di serre, per l'essiccazione di foraggi e cereali, per usi civili (teleriscaldamento).

Nel caso invece di produzione di sola energia elettrica per autoconsumo il limite è sempre stato rappresentato dalla scarsa convenienza economica a immagazzinare il biogas prodotto in eccesso rispetto ai fabbisogni aziendali.

La *cogenerazione* ha il vantaggio di produrre sia energia termica che elettrica, favorendo un maggiore coefficiente di sfruttamento del biogas a copertura dei vari fabbisogni aziendali (acqua calda ed energia elettrica). Anche in questo caso, però, il consumo di energia termica è quasi sempre disaccoppiato rispetto al consumo di energia elettrica e con carichi molto variabili. In alternativa, ed è il caso più frequente, si può cedere l'energia elettrica in eccesso rispetto ai fabbisogni aziendali alla rete elettrica nazionale.

4. SUBSTRATI AVVIABILI ALLA DIGESTIONE ANAEROBICA

I substrati utilizzabili per la trasformazione in biogas sono vari e non necessariamente di produzione zootecnica e/o agricola:

- *Liquame suino*. Il contenuto di sostanza secca di questo effluente zootecnico varia dall'1 al 6%, a seconda della tipologia di allevamento di origine; dal liquame prodotto da un suino da ingrasso del peso vivo medio di 85 kg si possono ottenere mediamente 0,100 m³ di biogas al giorno.

- *Liquame bovino*. Il contenuto di solidi totali oscilla tra l'8 e il 15% e varia oltre che in funzione del tipo di allevamento anche in base alla quantità di paglia aggiunta nelle stalle. L'effetto di diluizione è minimo rispetto alle deiezioni suine sia per il metodo di rimozione generalmente usato (raschiatori), sia perché normalmente le zone calpestate dal bestiame vengono pulite e risciacquate con basse quantità di acqua; dal liquame prodotto da una vacca da latte del peso vivo medio di 500 kg si possono ottenere mediamente 0,750 m³ di biogas al giorno.
- *Deiezioni avicole*. Tra le varie deiezioni avicole, la pollina di galline ovaiole è quella che più si presta alla digestione anaerobica, perché l'allevamento in gabbie non prevede l'uso di lettiera. Le deiezioni asportate fresche presentano un contenuto in solidi totali del 18-20% e alto contenuto di azoto. L'ammoniaca, che si libera in presenza di acqua per idrolisi enzimatica, può raggiungere alte concentrazioni e inibire il processo di digestione e dare luogo a forti emissioni nella fase di stoccaggio del digestato. Inoltre, frequentemente la pollina contiene inerti che sedimentando possono causare problemi operativi e ridurre il volume utile dei reattori.
- *Residui colturali*. Si tratta di residui provenienti dai raccolti agricoli quali foraggi, frutta e vegetali di scarsa qualità, percolati da silos e paglia che possono essere addizionati come co-substrati alle deiezioni animali.
- *Culture non alimentari a uso energetico*. La coltivazione di piante specifiche da avviare alla digestione anaerobica per la produzione di biogas può essere, in Europa, una soluzione per ridurre la sovrapproduzione agricola, ma anche una valida alternativa per l'utilizzo di aree incolte e a riposo (set aside) o di aree irrigate con acque recuperate dai depuratori urbani. Per sviluppare le colture energetiche la nuova PAC prevede uno specifico incentivo di 45 €/ha. Nel corso degli ultimi anni molti studi sono stati effettuati su mais, sorgo, foraggi (ma anche altre colture hanno dimostrato di possedere un buon potenziale di produzione di biogas) per valutarne le caratteristiche ai fini del loro utilizzo energetico e la resa in biogas. Anche le tecnologie impiantistiche attualmente in via di sviluppo sono orientate all'introduzione di tali substrati, sia liquidi che solidi, nel digestore. L'uso delle colture energetiche come co-substrato, infatti, permette di ottimizzare la produzione di biogas e il riciclo dei nutrienti. Questo perché possono essere prodotte in azienda ed essere addizionate come co-substrati agli effluenti zootecnici direttamente o dopo insilamento e il digestato ottenuto a seguito del trattamento anaerobico può essere utilizzato per fertilizzare le aree agricole in cui le stesse vengono coltivate.
- *Scarti organici e acque reflue dell'agro-industria*. Le ingenti quantità di prodot-

MATERIALI	m ³ biogas/t SV(*)
Deiezioni animali (suini, bovini, avi-cunicoli)	200 - 500
Residui colturali (paglia, colletti barbabietole, ecc.)	350 - 400
Scarti organici agro-industria (siero, scarti vegetali, lieviti, fanghi e reflui di distillerie, birrerie e cantine, ecc.)	400 - 800
Scarti organici macellazione (grassi, contenuto stomacale e intestinale, sangue, fanghi di flottazione, ecc.)	550 - 1000
Fanghi di depurazione	250 - 350
Frazione organica rifiuti urbani	400 - 600
Culture energetiche (mais, sorgo zuccherino, erba, ecc.)	550 - 750
(*) Solidi Volatili = frazione della sostanza secca costituita da sostanza organica	

Tab. 1 *Biomasse e rifiuti organici per la digestione anaerobica e loro resa indicativa in biogas (m³ per tonnellata di solidi volatili)*

BIOMASSE DI SCARTO	TONNELLATE/ANNO
Deiezioni animali (suini, bovini, avi-cunicoli)	150.000.000
Residui colturali (paglia, colletti barbabietole, ecc.)	10.000.000 (t SS/anno)
Scarti agro-industriali	12-13.000.000
Fanghi di depurazione	3.000.000
Frazione organica rifiuti urbani	9.000.000

Tab. 2 *Biomasse di scarto e rifiuti organici avviabili a digestione anaerobica in Italia*

ti agricoli lavorati dall'industria alimentare producono reflui spesso avviabili alla digestione anaerobica. Si tratta, ad esempio, del siero di latte proveniente dall'industria casearia, di reflui liquidi dell'industria che processa succhi di frutta o che distilla alcool, ma anche degli scarti organici liquidi e/o semisolidi dell'industria della carne (macellazione e lavorazione della carne), quali grassi, sangue, contenuto stomacale, budella (vedi regolamento CE 1774/2002 "Norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano"). Questi ultimi possono essere addizionati come co-substrati nella digestione di liquami zootecnici e/o fanghi di depurazione. Il digestato risultante può essere utilizzato come ammendante sui terreni agricoli.

- *Fanghi di depurazione.* Costituiti da biomassa batterica e da sostanza inerte organica e inorganica, sono il residuo del processo di depurazione delle acque reflue urbane e industriali. In questo caso la digestione anaerobica permette la stabilizzazione della sostanza organica e la distruzione di eventuali microorganismi patogeni, facilitando lo smaltimento finale. Viste le problematiche insite nelle attuali normative di riferimento, non è consigliabile l'utilizzo dei fanghi di depurazione negli impianti di biogas aziendali per liquami zootecnici.

- *Frazioni organiche di rifiuti urbani.* Nei rifiuti urbani domestici la frazione organica umida si trova in percentuale variabile tra il 25 e il 35% in peso. La composizione media di questa frazione se derivante da raccolta differenziata secco-umido non differisce in modo sostanziale dall'organico raccogliabile da utenze selezionate, quali mercati all'ingrosso dell'ortofrutta e dei fiori, mercati ittici e rionali, esercizi commerciali di generi alimentari, punti di ristoro (pizzerie, ristoranti, ristorazione collettiva); la presenza di piccole quantità di plastica e vetro è in genere inferiore al 5% sul totale. Queste frazioni organiche presentano un elevato grado di putrescibilità e umidità (> 65%) che le rendono adatte alla digestione anaerobica. Il loro uso non è però consigliabile negli impianti di biogas aziendali per liquami zootecnici, a causa delle problematiche connesse alle attuali normative italiane di riferimento.

In tabella 1 è riportata la resa indicativa in biogas di varie biomasse e scarti organici e in tabella 2 è riportata una stima delle biomasse di scarto avviabili a digestione anaerobica in Italia.

4.1 Codigestione

La codigestione di effluenti zootecnici con altri scarti organici al fine di aumentare la produzione di biogas è pratica standard in Europa ormai da diversi anni. L'interesse che spinge gli operatori del settore verso la codigestione è costituito principalmente dal fatto che la vendita della maggior quantità di elettricità prodotta, unitamente agli introiti ricevuti dai produttori del rifiuto organico utilizzato come co-substrato, permette di ottenere guadagni maggiori. Nelle piccole e medie strutture aziendali, in particolare, l'utilizzo della codigestione può notevolmente migliorare l'economia globale in quanto gli aumentati guadagni consentono di bilanciare anche i maggiori investimenti necessari e i costi sostenuti per rendere idoneo l'impianto al trattamento di più scarti (alcuni dei quali sono anche soggetti a restrizioni di legge che obbligano a costosi pre-trattamenti). La miscelazione di diversi prodotti consente di compensare le fluttuazioni di massa stagionali dei rifiuti, di evitare sovraccarichi o al contrario carichi inferiori alla capacità stessa del digestore e di mantenere quindi più stabile e costante il processo. Diversi problemi infatti possono nascere da un utilizzo non congruo delle diverse matrici: un'aggiunta incontrollata di olii e grassi contenuti nello scarto, ad esempio, può determinare un'eccessiva formazione di schiume, mentre rifiuti contenenti considerevoli quantità di inerti, quali sabbia, pietre e terra,

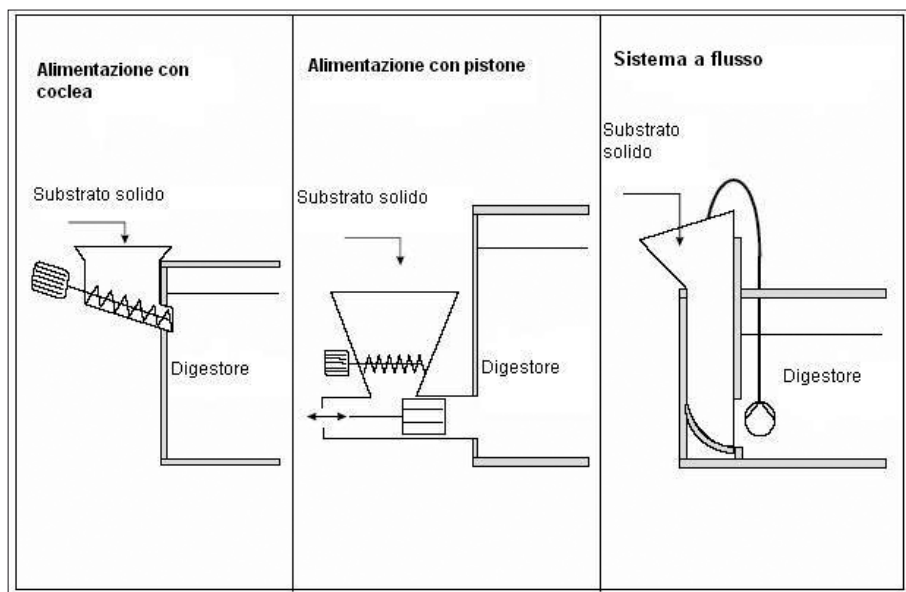


Fig. 2 Sistemi di carica diretta delle frazioni solide (fonte: Weiland, Rieger, Ehrmann, 2003)

possono favorire la formazione di sedimento nel digestore e accumulo di materiali inerti con conseguente riduzione del volume attivo del reattore o blocco di valvole e tubazioni, invece un quantitativo eccessivo di deiezioni avicole può causare tossicità alla flora metanigena a causa di una concentrazione eccessiva di ammoniaca.

Le matrici attualmente più utilizzate nella codigestione con effluenti zootecnici sono gli scarti organici agroindustriali e le colture energetiche. Gli scarti organici da utilizzare come co-substrati provengono dalle più svariate fonti e possiedono quindi forti differenze nella composizione chimica e nella biodegradabilità. Alcune sostanze (quali percolati, acque reflue, fanghi, olii, grassi e siero) sono facilmente degradabili mediante digestione anaerobica senza richiedere particolari pre-trattamenti, mentre altre (quali gli scarti di macellazione, sostanze a elevato tenore proteico) necessitano di essere fortemente diluite con il substrato base (effluenti zootecnici liquidi), in quanto possono formare metaboliti inibitori del processo (ad esempio l'ammoniaca). Una vasta gamma di matrici richiede step vari di pre-trattamento quali, ad esempio, il rifiuto organico da raccolta differenziata, gli alimenti avanzati e/o scaduti, gli scarti mercatali, i residui agricoli, gli scarti di macellazione.

Nel caso di codigestione con i liquami zootecnici di colture energetiche e/o scarti organici agroindustriali, è necessaria la presenza in testa al digestore

di un sistema di alimentazione che tagli e sminuzzi i co-substrati, e ne consenta la dosatura e la pesatura.

A tal fine negli ultimi anni si è sviluppata molto la tecnica “a introduzione diretta” nel digestore anaerobico, di cui si riportano alcuni esempi nella figura 2.

Nel caso di codigestione con i liquami zootecnici di colture energetiche e/o scarti organici agroindustriali, è necessario considerare l’azoto che si aggiunge con le biomasse vegetali, quando si determinano le superfici agricole su cui procedere all’uso agronomico del digestato (vedi Direttiva Nitrati e cap.7).

Nel caso di codigestione della frazione organica da raccolta differenziata dei rifiuti urbani (forsu), tra i pre-trattamenti di tipo innovativo di recente comparsa sul mercato rientra la “pressatura/spremitura”, con l’obiettivo di disidratare il materiale e ridurre la quantità di coformulante necessario per l’avvio a compostaggio, con conseguente implementazione della capacità di trattamento del sistema. La frazione liquida che si produce è ottima per l’invio a digestione anaerobica. Allo scopo sono comparsi sul mercato sia miscelatori dotati di coclea aggiuntiva per la pressatura, sia presse singole operanti a punto fisso. Il ricorso a tale pre-trattamento è peraltro limitato, anche in relazione alla ancora ridotta presenza di impianti a doppia linea anaerobica-aerobica, in Italia. Tuttavia si tratta di una tematica intorno alla quale c’è grande interesse.

A tali operazioni se ne possono aggiungere altre, specifiche per quei casi in cui si intendono recuperare partite di prodotti alimentari inscatolati difettosi e/o scaduti (conserven vegetali, succhi di frutta, condimenti, ecc.). A tale scopo il mercato offre una macchina specifica, definita “idropulper” o “selezionatore a umido”, dedicata alla selezione di rifiuti organici eterogenei che consente di separare la parte organica dalle restanti frazioni indesiderate, quali le frazioni leggere (plastiche, ecc.) e gli inerti. Parallelamente, operatori del settore stanno mettendo a punto dispositivi aventi lo stesso scopo, ma in grado di operare senza aggiunta di acqua.

5. TECNOLOGIE DI DIGESTIONE ANAEROBICA APPLICABILI

L’esperienza accumulata nel corso degli anni in studi e applicazioni sulla digestione anaerobica di diverse tipologie di biomasse di scarto e vergini ha condotto allo sviluppo di differenti tecnologie, principalmente basate sul tenore di sostanza secca del substrato alimentato al reattore.

Le tecniche di digestione anaerobica possono essere suddivise in due gruppi principali:

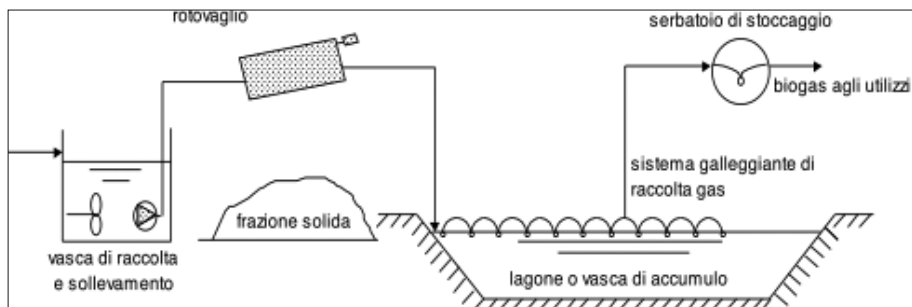


Fig. 3 Schema di impianto semplificato di digestione anaerobica, ricavato dalla copertura di una laguna di stoccaggio dei liquami

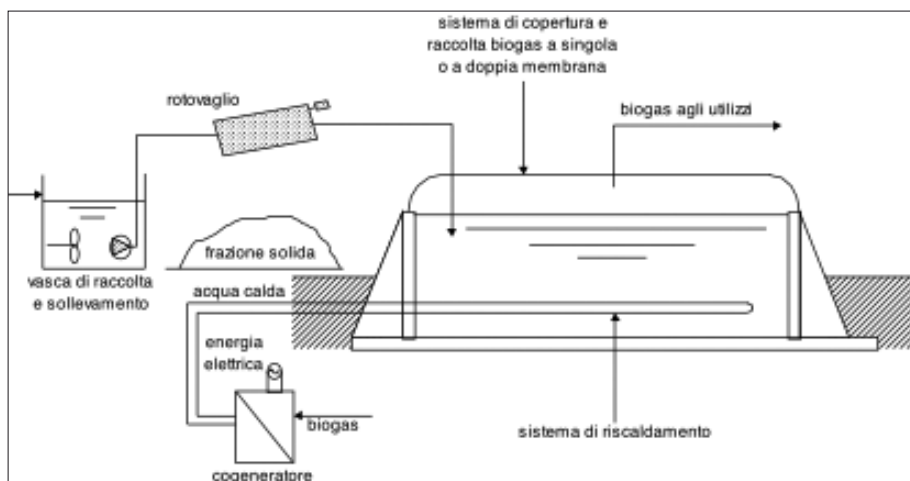


Fig. 4 Schema di copertura di vasca anaerobica con riscaldamento

- *digestione a umido*, quando il substrato in digestione ha un contenuto di sostanza secca inferiore al 10%; è questa la tecnica più diffusa, in particolare con i liquami zootecnici;
- *digestione a secco*, quando il substrato in digestione ha un contenuto di sostanza secca superiore al 20%.

Processi con valori intermedi di sostanza secca sono meno comuni e vengono in genere definiti a semisecco.

Il processo di digestione anaerobica è anche suddiviso in:

- processo monostadio; quando le fasi di idrolisi, fermentazione acida e metanigena avvengono contemporaneamente in un unico reattore;
- processo bistadio; quando si ha un primo stadio durante il quale il substra-

to organico viene idrolizzato e contemporaneamente avviene la fase acida, mentre la fase metanigena avviene in un secondo momento.

Una ulteriore suddivisione dei processi di digestione anaerobica può essere fatta in base al tipo di alimentazione del reattore, che può essere continua o in discontinuo, e in base al fatto che il substrato all'interno del reattore venga miscelato o venga spinto lungo l'asse longitudinale attraversando fasi di processo via via diverse (flusso a pistone o plug-flow).

Inoltre, la digestione anaerobica può essere condotta, come già ricordato, o in condizioni *mesofile* (circa 35 °C) o *termofile* (circa 55 °C); la scelta tra le due determina in genere anche la durata (tempo di residenza) del processo. Mediamente in mesofilia si hanno tempi di residenza compresi nel range 15-40 giorni, mentre in termofilia il tempo di residenza è in genere inferiore ai 20 giorni (con i liquami zootecnici e i reflui agroindustriali). Con impiantistica di tipo semplificato è possibile operare anche in *psicrofilia* (10-25 °C), con tempi di residenza superiori ai 30 giorni, fino a 90 giorni.

Il *rendimento in biogas* e quindi energetico del processo è molto variabile e dipende dalla biodegradabilità del substrato trattato. In genere durante la digestione anaerobica si ottiene una riduzione di almeno il 45-50% dei solidi volatili (sv) o sostanza organica alimentati.

Nel caso si vogliano digerire i soli *liquami suini*, senza l'aggiunta di altre biomasse a maggior tenore di sostanza secca, a livello di singola azienda, una tecnologia che ha riscosso l'interesse dei suinicoltori è quella raffigurata nelle figure 3 e 4. I suoi punti di forza sono la semplicità e il basso costo d'investimento, in quanto il sistema prevede la sola copertura dei lagoni o delle vasche di stoccaggio con teli in materiale plastico. Si ha come risultato di:

- ridurre le emissioni maleodoranti;
- stabilizzare i liquami;
- raccogliere il biogas prodotto durante il processo.

Il dimensionamento dell'impianto manca di una procedura standardizzata, così come la previsione della quantità di biogas prodotto. Per questo le ditte che propongono questo tipo di tecnologia adottano un approccio empirico, raccomandando la copertura di superfici pari a un minimo di 30 fino a un massimo di 90 giorni di ritenzione idraulica del liquame (rapporto tra il volume del bacino coperto e il volume del liquame caricato giornalmente).

Lo schema più efficiente è quello che prevede:

- la realizzazione di più bacini, di cui uno per separare i solidi e i successivi di stoccaggio;
- la copertura del primo bacino per la captazione del biogas;

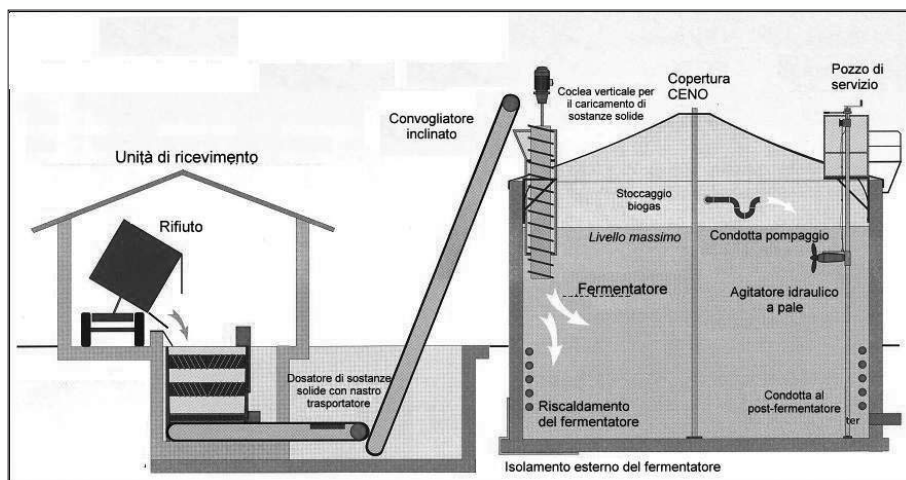


Fig. 5 Schema di impianto completamente miscelato (CSTR), coibentato e operante a umido in mesofilia e/o termofilia (fonte UTS)

- l'utilizzo di una serpentina per l'acqua calda immersa nella vasca coperta per il riscaldamento dei liquami.

Il riscaldamento dei liquami è una misura necessaria se si vogliono evitare sbalzi di produzione di biogas legati alla stagionalità, dato che a temperature basse corrispondono basse produzioni. Con una temperatura controllata di digestione del liquame compresa tra i 35 e i 37 °C la concentrazione di metano nel biogas è mediamente del 65%.

In realtà, in impianti di tipo semplificato non è sempre possibile mantenere costante la temperatura del reattore e le variazioni oscillano da un minimo di 20-25 °C in inverno fino a un massimo estivo anche superiore ai 35 °C.

In questo caso la cogenerazione è la soluzione più conveniente, perché permette di produrre energia elettrica ed energia termica. Gran parte dell'energia termica prodotta può essere utilizzata per il riscaldamento del digestore, immettendo acqua calda nella serpentina.

La produzione di biogas ottenibile può variare da 25 a 32 m³/anno ogni 100 kg di peso vivo suino, pari a 15-21 m³/anno di metano. La variabilità è in funzione della tecnologia adottata, se cioè si è optato per un impianto di tipo semplificato "a freddo" o con sistema di riscaldamento.

La semplicità del sistema descritto non si adatta alla digestione anaerobica dei liquami bovini e/o alla codigestione degli effluenti suini e/o bovini con altri co-substrati, quali colture energetiche e/o scarti organici agroindustriali. In questo caso è preferibile il *reattore completamente miscelato* (CSTR), coibentato e operante a umido, in mesofilia e/o termofilia (fig. 5), dotato in

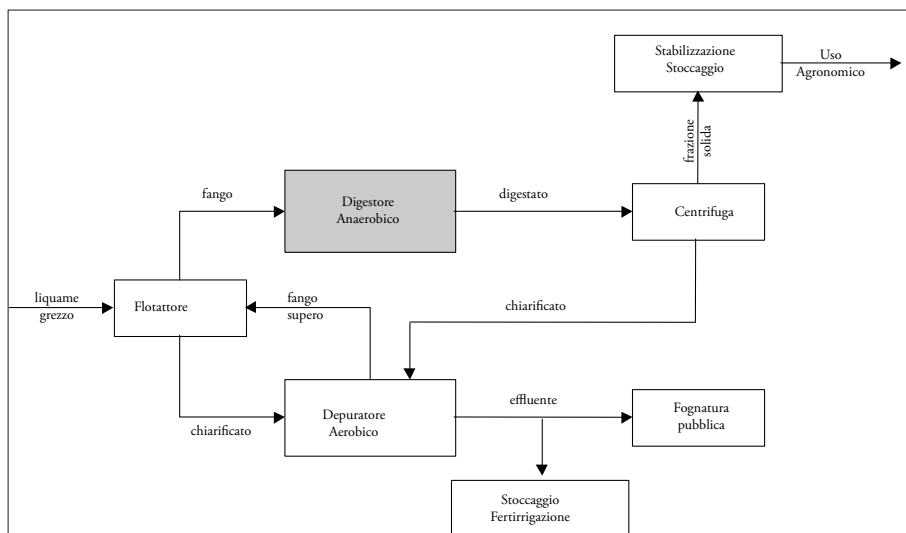


Fig. 6 *Inserimento della digestione anaerobica in un impianto di depurazione aerobica su liquami suini*

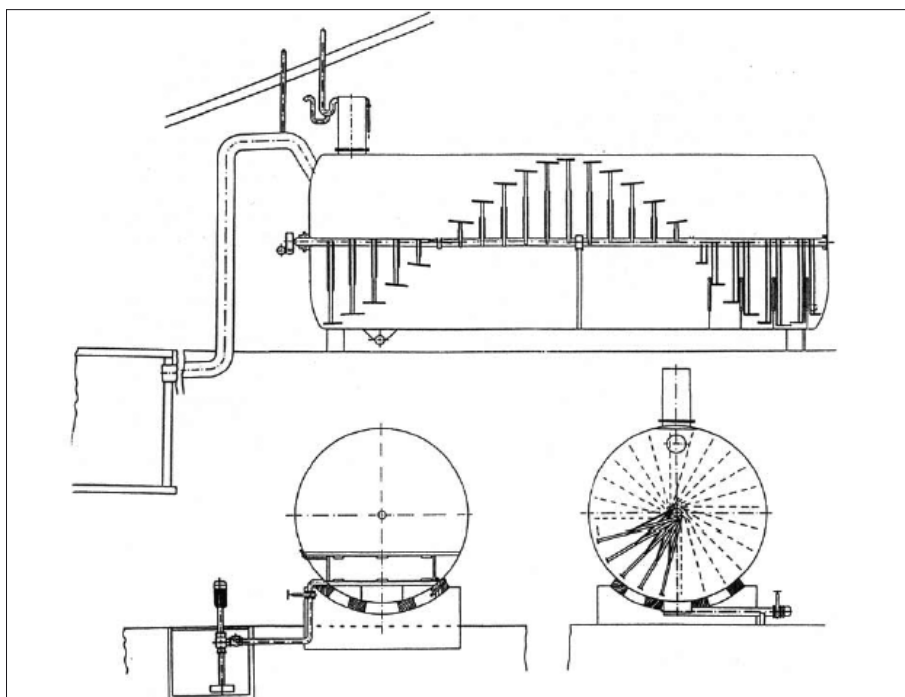


Fig. 7 *Schema di impianto di biogas a reattore cilindrico orizzontale, miscelato (fonte: Raven, Gregersen, 2004)*

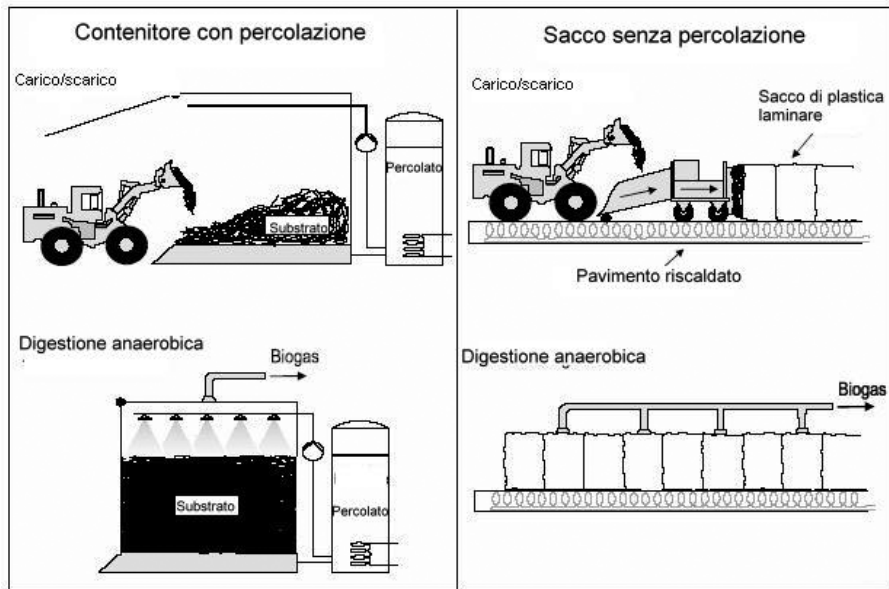


Fig. 8 Processi tipici di digestione batch a secco (fonte: Weiland, Rieger, Ehrmann, 2003)

testa di un sistema di alimentazione che tagli e sminuzzi le varie matrici, e ne consenta la dosatura e la pesatura (fig. 2 e paragrafo 4.1). Nei processi a umido si opera generalmente con carichi organici compresi tra 2-5 kg SV/ m³ giorno.

Quando all'interno dell'allevamento suino è presente un impianto di depurazione biologico aerobico per diminuire il carico di nutrienti (in particolare azoto) del liquame, può essere conveniente l'inserimento della digestione anaerobica nella linea di trattamento depurativo (fig. 6); la richiesta energetica, infatti, può arrivare a essere completamente soddisfatta dal biogas recuperato, con una forte riduzione dei costi di esercizio del trattamento depurativo.

Il *reattore cilindrico orizzontale*, miscelato, coibentato e operante in mesofilia e/o termofilia, schematizzato in figura 7, è un'altra tipologia impiantistica utilizzata in particolare quando si digeriscono miscele di biomasse ad alto tenore di sostanza secca (sostanza secca all'interno del digestore compresa nell'intervallo 12-18%).

Riguardo i *sistemi di digestione a batch (alimentazione discontinua) e a secco*, un rinnovato interesse è derivato ancora una volta dalla diffusione dell'utilizzo delle colture energetiche e in particolare dalle possibili applicazioni della loro mono-fermentazione (ancora non molto praticata), per la quale tali sistemi

paiono essere particolarmente adatti (oltre che per il trattamento dei letami bovini, suini e avicoli e delle frazioni organiche da raccolta differenziata dei rifiuti urbani). Oltre a diversi sistemi batch senza mescolamento meccanico (di cui solo pochi esempi sono però operativi su scala aziendale), due differenti tecnologie di processo sono state recentemente sviluppate: il processo a *contenitore con percolazione* e quello a *sacco senza percolazione* (figura 8). Nel processo *senza percolazione* si utilizza un sacco di plastica laminare (comunemente adottato per l'insilamento dei foraggi) che viene riempito con una miscela di substrato fresco e di materiale già digerito come inoculo e fatto aderire a un fondo riscaldato e isolato durante il processo fermentativo. Nel processo a *percolazione* il reattore in cui avviene la digestione è accoppiato a un contenitore per la raccolta e il riscaldamento del percolato che viene poi ricircolato.

Dal punto di vista tecnologico questi sistemi risultano semplici e robusti anche se alcuni problemi possono nascere dall'intasamento dei fori di ricircolo del percolato sistemati sul fondo del reattore

5.1 *Costi di investimento*

È difficile dare indicazioni sui costi di investimento di un impianto di biogas. Essi, infatti, risultano molto variabili perché correlati alle specifiche esigenze di installazione (impianti di tipo semplificato, impianti completamente miscelati, coibentati e riscaldati, ecc.) e ai materiali avviati a digestione (solo liquami zootecnici, liquami zootecnici + colture energetiche o scarti agro-industriali, ecc.). A titolo puramente orientativo si può però dire che, per la maggior parte degli impianti, a esclusione di quelli di tipo semplificato (coperture in materiale plastico di lagune o vasche di stoccaggio di liquami zootecnici, non miscelati e non riscaldati) l'intervallo di costo di investimento va da 250 a 700 € per metro cubo di digestore anaerobico o da 2.500 a 7.500 € per kW elettrico installato in cogenerazione.

Nel caso in cui tra i substrati avviati a digestione anaerobica vi sia anche la frazione organica dei rifiuti urbani, anche da raccolta differenziata (forsu), non sono inclusi nei costi di cui sopra quelli per l'eventuale linea di pre-trattamento, per togliere tutti i materiali indesiderati (inerti, plastiche, ecc.). A titolo di esempio, la linea di pre-trattamento a umido (idropulper) della forsu in un impianto di digestione anaerobica, con una capacità di trattamento di 20.000-30.000 t forsu/anno, può costare circa 1,5 milioni di euro, pari a circa il 20% dell'investimento globale.

5.2 *Esempio di valutazione della fattibilità tecnico-economica per l'inserimento di un impianto di biogas in una azienda agricola/zootecnica*

L'analisi di fattibilità di un impianto di digestione anaerobica per un'azienda agricola/zootecnica deve essere condotta approfondendo in prima istanza le disponibilità aziendali di biomasse (effluenti zootecnici, scarti colturali e agroindustriali, colture energetiche), la relativa compatibilità con il processo di digestione e le eventuali problematiche che potrebbe dare la miscela delle stesse. L'analisi, inoltre, deve considerare l'inseribilità dell'impianto nello specifico contesto aziendale e gli eventuali vincoli normativi e ambientali presenti.

L'*analisi finanziaria* dell'impianto tiene in considerazione, per il periodo di 12 anni di validità dei Certificati verdi, le seguenti *voci attive*:

1. vendita energia elettrica al gestore della rete: viene calcolata come disposto dall'Articolato della deliberazione dell'Autorità Energia Elettrica e Gas (AEEG) n. 34/2005, come modificato e integrato dalle deliberazioni n. 49/2005, n. 64/2005 e n. 165/2005. Le quantità di energia elettrica venduta al gestore della rete tengono conto degli autoconsumi da parte del digestore e degli ausiliari del cogeneratore e della quota autoconsumata dall'azienda agricola;
2. valorizzazione dell'energia autoconsumata: viene calcolata sulla base della tariffa mediamente applicata all'azienda agricola;
3. certificati verdi: viene conteggiato il numero di certificati verdi vendibili e a questi applicato il prezzo di riferimento del GSE dell'ultimo anno (nel 2006 era 0,125 €/kWh);

Gli *investimenti* sono stimati sulla base della tipologia e della dimensione dell'impianto. Tengono conto di tutti gli accessori necessari (platee e vasche di stoccaggio, sistemi di pompaggio e pre-miscelazione, caricamento e separazione solido/liquido) e delle strutture eventualmente già presenti e utilizzabili.

Gli indici di *analisi finanziaria* utilizzati sono i seguenti:

- tempo di ritorno: Investimento/MOL (Margine Operativo Lordo o EBITDA, equivalente al flusso di cassa netto per i primi 12 anni di durata dei certificati verdi al lordo dell'ammortamento) fornisce una indicazione sintetica della bontà dell'investimento. Break Even Point: tempo di ritorno compreso gli ammortamenti e gli interessi sull'investimento (anni);
- valore attuale netto (VAN): valore attualizzato, scontato secondo il tasso di interesse, dei redditi futuri (ricavi meno costi) compreso l'investimento iniziale, generati dall'investimento. Rappresenta, in sostanza, il capitale totale che rimane all'imprenditore, in un periodo di tempo stabilito dopo avere pagato tutti i costi di produzione e di investimento;

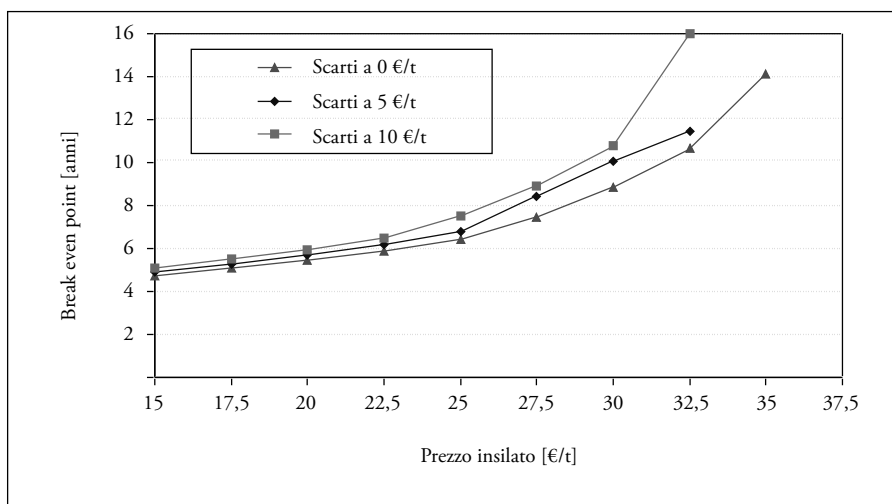


Fig. 9 Variazione della redditività dell'impianto (*Break even point*) al variare del prezzo degli insilati di mais e sorgo e degli scarti agroindustriali

- tasso interno di rendimento (TIR): esprime l'interesse al quale l'operazione remunera la somma investita per anno di vita utile. In questo caso la vita utile si intende pari alla durata dei certificati verdi più l'eventuale estensione;
- indice di redditività (IR): è un indicatore della bontà dell'investimento. Un valore pari a 1 indica, ad esempio, che si è ripagato completamente l'investimento e, in aggiunta, si è generato un reddito netto della stessa entità dell'investimento iniziale. Di fatto l'IR rappresenta la quota di investimento "guadagnata" al termine del periodo considerato. In questo senso si presenta come indice sintetico che, a differenza del VAN e del TIR, offre una misura della resa economica dell'impianto sia in termini di riferimento (valore percentuale) che di entità assoluta della medesima (massa di denaro accumulata)

L'azienda portata ad esempio è a indirizzo cerealicolo-zootecnico con produzione di latte a destinazione alimentare. Sono disponibili circa 40 t/giorno di liquame bovino (circa 700 vacche da latte). L'azienda dispone di circa 350 ha di terreni da destinare alla coltivazione di colture energetiche, 250 ha a silomais (60 t/ha di insilato al 33% di sostanza secca) e 100 ha a sorgo zuccherino (50 t/ha di insilato al 28% di sostanza secca); il costo di produzione è di circa 17 €/t. Nell'area sono disponibili anche scarti agroindustriali: polpe di barbabietola (3.650 t/anno, circa 10 t/giorno) e scarti di produzione del

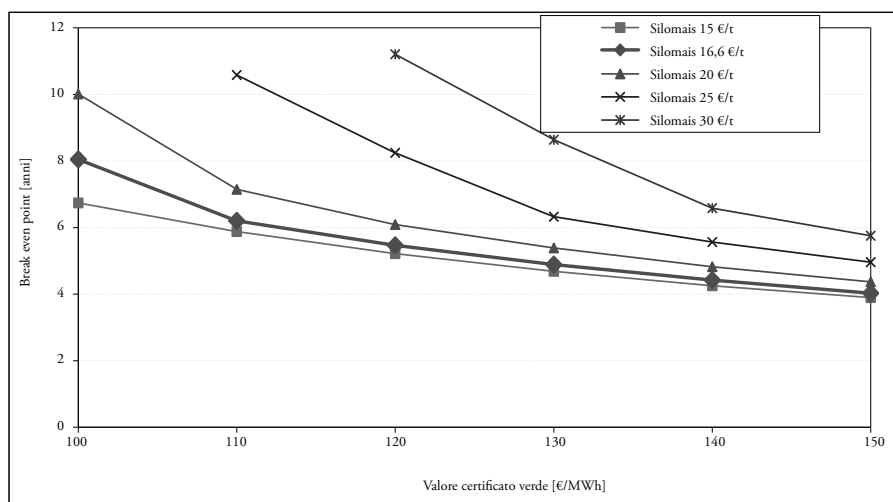


Fig. 10 *Variazione della redditività dell'impianto (Break even point) al variare del valore del Certificato Verde e del prezzo dell'insilato di mais*

mais dolce (1.825 t/anno, circa 5 t/giorno); per entrambi gli scarti si stima un costo per l'impianto di biogas di conferimento di 5 €/t.

La fattibilità elaborata prevede: un comparto di digestione anaerobica con un volume totale di 7.060 m³ (3 reattori da 21,4 m di diametro e 7,2 m di altezza), una sezione di cogenerazione con una potenza elettrica installata pari a 1.200 kW. L'investimento complessivo è pari a circa 3,53 milioni di €. Gli investimenti comprendono, oltre alle voci specifiche relative ai digestori e alle attrezzature connesse (impianto di riscaldamento, gasometro, cogeneratori, depurazione biogas, torcia di combustione, tramoggia di carico biomasse, costi di allacciamento alla rete elettrica...) anche le opere di stoccaggio della biomassa e del digestato. Per i silos di stoccaggio del silomais necessario per un anno di produzione, sono stati previsti 5 elementi, per un totale di circa 9.700 m² e un costo pari a 645.000 €. Tenendo conto di una disponibilità di stoccaggio, già presente in azienda, di 4.800 m³, le vasche di stoccaggio del digestato necessarie, per un fabbisogno di 120 giorni, sono 2 per un volume totale di 5.640 m³ circa e per un costo complessivo di 280.000 €. Nei costi di realizzazione sono compresi anche una vasca polmone di scarico del digestato e una platea di stoccaggio della frazione solida del digestato. I costi generali di fognature e adeguamenti sono conteggiati forfettariamente pari al 7% del totale dell'investimento.

Il margine lordo operativo (MOL) è pari a 807.000 €/anno nei 12 anni di validità dei certificati Verdi. Considerando un piano di ammortamento semplice in 12 anni, il margine operativo netto (MON) è quindi pari a circa

513.000 €/anno. Il Break even point è di 5,14 anni, mentre il VAN, calcolato su 12 anni con un saggio di attualizzazione del 5,5%, è pari a 3,61 milioni di € e il tasso interno di rendimento (TIR) è pari al 19,9%.

Le quantità di azoto presenti nel digestato (quello zootecnico + quello proveniente dalle biomasse vegetali, silomais e scarti agroindustriali), comportano per l'uso agronomico una superficie agricola di 341 ha, di cui solo 125 ha servono per l'azoto degli effluenti zootecnici (dose media pari a 340 kg N/ha, specifica delle zone non vulnerabili ai nitrati).

Infine, nelle figure 9 e 10, si riporta come cambia la redditività dell'impianto al variare del prezzo delle biomasse vegetali e del certificato verde.

6. LA SITUAZIONE IN EUROPA E IN ITALIA

In Europa la diffusione della digestione anaerobica è incominciata nel settore dei depuratori civili per la stabilizzazione dei fanghi di supero (e attualmente si stima siano oltre 1.600 i digestori operativi).

Allo stato attuale la digestione anaerobica è considerata una delle tecnologie migliori per il trattamento delle acque reflue agroindustriali ad alto carico organico, e già nel 1994 erano attivi circa 400 impianti di biogas aziendali e consortili. Inoltre, sono oltre 3.000 i digestori anaerobici operanti su effluenti zootecnici nei Paesi dell'Unione Europea, specie in Germania, seguita da Danimarca, Austria, Svezia e Italia.

Notevole pure il recupero di biogas dalle discariche per rifiuti urbani, che grazie a circa 450 impianti operativi rappresenta in Europa, e in particolare in Gran Bretagna, la più importante fonte di energia alternativa da biomasse. A questo si sta aggiungendo negli ultimi anni in maniera crescente il trattamento della frazione organica derivante dalla raccolta differenziata dei rifiuti urbani (forsu), in codigestione con altri scarti organici industriali e con liquami zootecnici. In Danimarca gli impianti centralizzati di codigestione già operanti sono 20, e trattano annualmente circa 1.100.000 t di liquami zootecnici e 375.000 t di residui organici industriali e forsu.

Un recente censimento ha contato in Europa circa 130 impianti di digestione anaerobica che trattano più di 2.500 t/anno di frazione organica di rifiuti urbani provenienti sia da raccolta differenziata, sia da selezione meccanica a valle della raccolta e/o residui organici industriali.

Per il 2005 si può stimare che la produzione di biogas nei Paesi dell'Unione Europea sia stata di circa 4.959 ktep (1 ktep = 1.000 t equivalenti di petrolio); circa il 60% è dovuta al recupero di biogas dalle discariche per rifiuti urbani.

Per il 2010 EurObserv'ER stima una produzione di biogas di 8.700 ktep.

I rifiuti organici prodotti annualmente nei Paesi dell'UE ammontano a circa 2.500 milioni di t, dei quali circa il 60% è costituito da effluenti zootecnici e residui agroforestali e il resto da rifiuti organici urbani e industriali e fanghi di depurazione (fonte IEA Bioenergy task 37, www.iea-biogas.net).

Il Paese dove negli ultimi 10 anni la digestione anaerobica si è maggiormente sviluppata è la Germania, in particolare nel comparto zootecnico. Merito della politica di incentivazione adottata dal governo nazionale, che oltre a erogare un contributo sull'investimento riconosce un prezzo per l'energia elettrica da biogas che può arrivare fino a 0,215 €/kWh per un periodo di 20 anni.

Nel 2005, secondo i dati dell'Associazione Biogas Tedesca, gli impianti erano già circa 2.700 per una potenza elettrica installata di circa 665 MW. Sempre in Germania il 94% degli impianti che recuperano biogas da liquami zootecnici lavora in codigestione, trattando soprattutto colture energetiche (mais, sorgo zuccherino, barbabietola da foraggio, patate, ecc.) e residui colturali, oltre a substrati organici, scarti dell'agro-industria, domestici e della ristorazione.

Diversa la situazione in Italia, dove secondo EurObserv'ER nel 2005 la produzione di biogas era di soli 376,5 ktep (circa 4,3 milioni di MWh), proveniente per circa l'80% dalle discariche per rifiuti urbani.

La generazione di impianti di biogas semplificati realizzati sovrapponendo una copertura di materiale plastico a una vasca di stoccaggio dei liquami ha permesso, dalla fine degli anni '80, di dare un certo impulso alla digestione anaerobica. Nel 1999 gli impianti di questo tipo in attività erano circa 40 e dal 1999 al 2004 il loro numero è cresciuto di circa altre 30 unità. Si tratta per lo più di impianti che operano in psicrofilia o a temperatura più o meno controllata.

Considerando invece tutti i tipi di impianto, nel 1999 erano 72 quelli che trattavano liquami zootecnici, 39 dei quali in Lombardia, 7 in Emilia-Romagna, 12 in Trentino-Alto Adige. In 5 casi si tratta di impianti centralizzati, gli altri 67 sono aziendali. Solo 12, tutti localizzati in provincia di Bolzano, trattano liquame bovino, gli altri lavorano liquame suino, mentre sono ancora in numero esiguo gli impianti che trattano miscele di più reflui, non solo zootecnici. Per la codigestione negli impianti centralizzati si utilizzano pure fanghi di depurazione, reflui dell'agro-industria, in particolare acque di vegetazione dell'industria olearia, e rifiuti organici domestici derivanti da raccolta differenziata dei rifiuti urbani.

Nella maggior parte degli impianti aziendali dell'Alto Adige vengono trattati con i liquami bovini anche scarti organici domestici e della ristorazione. Nel gennaio 2004, il numero di impianti in Alto Adige era salito a 25, di cui 2 consortili, e 6 erano in costruzione.

Gli impianti centralizzati sono tutti reattori completamente miscelati operanti in mesofilia (30-40 °C), mentre tra gli impianti aziendali prevalgono quelli di tipo semplificato e a basso costo, con una copertura di materiale plastico sulla vasca o laguna di stoccaggio dei liquami per la captazione del biogas.

La codigestione dei liquami zootecnici con colture energetiche (in particolare mais e sorgo zuccherino) sta trovando spazio nel nostro Paese solo negli ultimi anni e attualmente alcuni impianti così impostati sono già in funzione e diversi sono in costruzione e/o in fase di progettazione.

Negli impianti italiani per effluenti zootecnici la cogenerazione è prevalente: solo in circa 20 impianti, in genere annessi a caseifici per la produzione di Grana Padano o Parmigiano-Reggiano, il biogas viene bruciato direttamente in caldaia per la sola produzione di calore.

Anche in Italia, come nel resto d'Europa, i digestori anaerobici sono diffusi nella stabilizzazione dei fanghi di supero dei depuratori delle acque reflue urbane. Un'indagine del 2000 individuava circa 120 digestori anaerobici operanti in altrettanti impianti di depurazione di reflui urbani. In tali impianti si potrebbe valutare la possibilità di codigerire anche liquami zootecnici e/o altri scarti agroindustriali, con un importante beneficio energetico (aumento del biogas prodotto) e in certi casi anche con un miglioramento dell'efficienza del comparto di denitrificazione che spesso richiederebbe, per un buon funzionamento, una fonte aggiuntiva di carbonio.

Tale schema impiantistico è quello realizzato nell'impianto di Camposampiero in provincia di Padova. L'impianto è in funzione da oltre un anno e rappresenta un chiaro esempio di sistema integrato. Gli impianti che costituiscono il centro (depurazione biologica, codigestione anaerobica, cogenerazione e compostaggio aerobico) sono tra loro strettamente interconnessi al fine di sfruttare al massimo le sinergie gestionali e di processo.

Diversi impianti di biogas sono stati realizzati anche nell'ambito agroindustriale, in particolare in distillerie, zuccherifici, stabilimenti per la produzione di succhi di frutta e prodotti dolciari.

Relativamente alla digestione anaerobica delle frazioni organiche dei rifiuti urbani, sia derivanti da raccolte differenziate che da selezione meccanica, non vi sono ancora molte esperienze e attualmente sono operativi una decina di impianti.

7. NORMATIVE DI INTERESSE PER LA DIGESTIONE ANAEROBICA IN IMPIANTI AZIENDALI DI BIOMASSE AGRICOLE E AGROINDUSTRIALI

Non esiste una disciplina specifica che regolamenti il trasporto e il trattamen-

to delle biomasse agricole e agroindustriali destinate alla digestione anaerobica, per cui è necessario rifarsi a diversi corpi normativi che spesso si sovrappongono in un involuppo normativo non sempre facilmente districabile. A seconda della provenienza dei materiali e della destinazione del digestato si deve fare riferimento a:

- Dlgs 152/06 e Dlgs 99/92 quando la digestione anaerobica è seguita da processi di trattamento finalizzati allo scarico in acque superficiali;
- decreto del Ministero delle Politiche Agricole 07.04.2006, applicativo dell'art. 112 del Dlgs 152/06 (ex art. 38 del Dlgs 152/99), e Parte Quarta del Dlgs 152/06 (ex Dlgs 22/97 sui rifiuti) quando il digestato è destinato alla utilizzazione agronomica o alla valorizzazione come fertilizzante commerciale;
- regolamento CE 1774/2002, quando il materiale avviato alla digestione contiene sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano, diversi dallo stallatico (effluente zootecnico) e dal contenuto dell'apparato digerente separato da quest'ultimo.

In questo capitolo viene analizzata l'applicazione di queste norme ad alcuni dei casi più comuni di digestione anaerobica delle biomasse agricole e agroalimentari, tenendo presente che esistono non poche difformità di interpretazione.

I casi presi in considerazione sono i seguenti:

1. digestione anaerobica in impianti aziendali di biomasse di provenienza agricola e successiva utilizzazione agronomica;
2. digestione anaerobica in impianti aziendali di biomasse di provenienza agricola e agro-industriale e successiva utilizzazione agronomica.

7.1 Digestione anaerobica in impianti aziendali di biomasse di provenienza agricola e successiva utilizzazione agronomica

In questo caso l'impianto di biogas viene realizzato in un'azienda agricola con la finalità di sottoporre a digestione anaerobica le biomasse aziendali e di effettuare lo spargimento del materiale trattato (frazioni liquide e frazioni solide palabili) sui terreni a disposizione, vale a dire su terreni in diritto d'uso e/o su terreni di altre aziende dei quali il titolare ha disponibilità per esplicita dichiarazione di chi li possiede.

Vediamo separatamente:

- a) il caso di digestione anaerobica dei soli effluenti zootecnici;

- b) il caso di digestione anaerobica di effluenti zootecnici, residui colturali e colture vegetali tipo sorgo, mais e foraggi, sottoposti a processo di insilaggio.

Caso a: l'intera sequenza di operazioni di utilizzazione agronomica, compresi i trattamenti, presuppone che sia stata effettuata la comunicazione di utilizzazione agronomica di cui all'art. 29 del dm 07.04.06 o che sia stata ottenuta l'autorizzazione AIA (Autorizzazione integrata ambientale) ai sensi del Dlgs 59/2005 di attuazione della direttiva 96/61/Ce relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento.

Caso b: dal punto di vista normativo dovrebbe valere quanto detto per il caso precedente, anche se il dm 07.04.06 non pone espressamente tra i materiali assimilabili ai liquami zootecnici, oggetto esclusivo di tale decreto, miscele di liquami e prodotti o residui delle produzioni vegetali. Tale assimilazione è tuttavia implicita dal momento che in un allegato al decreto stesso viene prevista tra i vari trattamenti, anche la digestione anaerobica di liquami zootecnici misti a colture energetiche e a prodotti residuali delle produzioni vegetali.

Una conferma giuridicamente ancora più forte di questa interpretazione viene dall'art. 185 del Dlgs 152/06 che, anche se in maniera confusa, esclude le sostanze naturali non pericolose utilizzate in agricoltura dal campo di applicazione della disciplina sui rifiuti.

All'interno del ciclo di utilizzazione (produzione, stoccaggio, trattamento, trasporto, spargimento sul suolo), anche il trasporto dell'effluente zootecnico da uno stadio all'altro del ciclo stesso soggiace alla disciplina del dm 07.04.06. Ciò in quanto il nostro Paese si è avvalso della facoltà concessa agli Stati membri dell'UE di non applicare le disposizioni sanitarie sulla raccolta, il trasporto e il magazzinaggio dello stallatico (effluente zootecnico) quando trasportato tra due punti della stessa azienda agricola o tra aziende agricole e utenti situati nello stesso Stato membro previste dal regolamento CE 1774/2002 (art. 7). Uno specifico Accordo tra Stato e Regioni del luglio 2004 ha sancito tale decisione.

Anche il trasporto all'impianto di biogas delle biomasse vegetali e degli scarti vegetali provenienti da altre aziende agricole soggiace alla disciplina del dm 07.04.06 quando le aziende di provenienza sono funzionalmente connesse con l'azienda sede dell'impianto di cui utilizzano i liquami digeriti all'interno del ciclo agronomico, secondo un Piano di Utilizzazione Agronomica (PUA) redatto conformemente a quanto stabilito dall'art.28 del dm 07.04.06. Un emendamento all'art. 185 del Dlgs 152/06 proposto dal Ministero delle Politiche Agricole e in corso di valutazione in sede di Conferenza Stato-

Regioni, dovrebbe consentire di assoggettare alla disciplina sull'utilizzazione agronomica del dm 07.04.06, anche biomasse di natura vegetale provenienti da aziende agricole funzionalmente non connesse con l'azienda in cui ha sede l'impianto di biogas. L'emendamento proposto infatti recita:

«Sono escluse dal campo di applicazione della Parte Quarta del Dlgs 152/06 (disciplina dei rifiuti):

“le carogne ed i seguenti rifiuti agricoli: materie fecali, vegetali ed altre sostanze naturali non pericolose utilizzate nelle attività agricole, anche dopo trattamento in impianti, quali gli impianti per la produzione di biogas, che riducano i carichi inquinanti e potenzialmente patogeni dei materiali di partenza, materiali litoidi e terre da coltivazione, anche sotto forma di fanghi, provenienti dalla pulizia e dal lavaggio dei prodotti vegetali riutilizzati nelle normali pratiche agricole e di conduzione dei fondi rustici”».

Ai sensi dell'art. 20 del dm 07.04.2006, il trasporto del materiale digerito necessita di una documentazione di accompagnamento contenente almeno le seguenti informazioni:

- estremi identificativi dell'azienda da cui origina il materiale trasportato e del suo legale rappresentate;
- natura e quantità degli effluenti;
- identificazione del mezzo di trasporto;
- estremi identificativi dell'azienda destinataria (se diversa dall'azienda produttrice) e del suo legale rappresentate;
- estremi della comunicazione all'autorità competenti redatta dal legale rappresentate dell'azienda da cui origina il materiale trasportato.

7.2 Digestione anaerobica in impianti aziendali di biomasse di provenienza agricola e agroalimentare e successiva utilizzazione agronomica

In aggiunta agli effluenti zootecnici e alle biomasse vegetali prodotte in azienda o fuori azienda potrebbero essere conferiti all'impianto rifiuti della preparazione e del trattamento di conserve vegetali o della lavorazione delle produzioni animali.

Conferimento di rifiuti o sottoprodotti delle lavorazioni vegetali

Il trasporto all'impianto di biogas aziendale di questi materiali soggiace alla disciplina del Dlgs 152/2006 Parte Quarta sui rifiuti, per cui è richiesto il formulario di identificazione.

L'utilizzazione agronomica del materiale digerito si configura come opera-

zione di recupero così come prevista dall'allegato C, operazione di recupero R10 del suddetto decreto e come tale deve essere espressamente autorizzata. Poiché il Dlgs 152/06 non prevede norme tecniche specifiche per tale forma di recupero, si possono mutuare i principi e le prescrizioni previste dalle disposizioni regionali sull'utilizzazione agronomica degli effluenti zootecnici.

Tuttavia, se l'emendamento proposto dal MIPAF e riportato al paragrafo 7.1 dovesse essere accolto, anche questo tipo di biomasse si sottrarrebbe alla disciplina dei rifiuti per essere governato dal dm 07.04.06 all'interno di un PUA.

In realtà già oggi ai sensi dell'art. 183, lettera "n" del d.lgs 152/06, i residui delle lavorazioni vegetali si sottraggono alla disciplina dei "rifiuti", se acquisiscono le caratteristiche di "sottoprodotti", di seguito sintetizzate:

- il loro impiego in altro ciclo produttivo (produzione del prodotto metano) deve avvenire senza trasformazioni preliminari;
- l'impiego in altro processo produttivo deve essere documentato mediante contratto di cessione diretto tra produttore di scarti e titolare dell'impianto. Non è consentita quindi un'occasionale o continuativa cessione a intermediari. Il percorso del sottoprodotto deve essere tracciabile;
- la cessione deve essere "conveniente" per il produttore del sottoprodotto;
- la qualità del sottoprodotto deve essere periodicamente controllata e in qualche modo attenersi a degli standard qualitativi che l'impianto stabilisce (tenore di umidità, azoto, inerti...).

Conferimento di sottoprodotti di origine animale

In questo caso si ricade nel campo applicativo della disciplina, abbastanza complessa come iter procedurale, autorizzazioni e controlli, del regolamento CE 1774/2002, il che porta a ritenere poco proponibile per un'azienda agricola ospitante un impianto di biogas il ritiro di tali materiali. Un'eccezione potrebbe essere fatta per il latte (e ragionevolmente anche per il siero di latte) e per il contenuto del tubo digerente, separato da questo ultimo, di animali macellati, perché in questo caso l'impianto non necessita del riconoscimento ai sensi del regolamento sopra citato.

8. AZIONI DI SVILUPPO

Dalla possibilità di trasformare le biomasse dedicate e di scarto in energia e in fertilizzanti, contribuendo a ridurre l'inquinamento, deriva l'utilità anche in Italia di:

- favorire la realizzazione di impianti di biogas negli allevamenti zootecnici.

Particolarmente interessante è l'utilizzo del biogas per cogenerare energia elettrica ed energia termica. Degna di attenzione è anche la possibilità di digerire, assieme ai liquami zootecnici, le colture energetiche (in particolare mais e sorgo zuccherino) e i residui colturali, aumentando la resa energetica degli impianti;

- potenziare e razionalizzare i digestori anaerobici dei fanghi derivanti dalla depurazione di acque reflue civili (presenti in tutti i grandi impianti di depurazione urbani), favorendo la codigestione anche di liquami zootecnici e scarti organici agroindustriali;
- attivare, viste le sollecitazioni che vengono dalla necessità di gestire crescenti quantità di frazioni organiche derivanti dalla raccolta differenziata dei rifiuti urbani, progetti dimostrativi di codigestione anaerobica di queste biomasse assieme ai liquami zootecnici e/o ai fanghi di depurazione;
- avviare, visto il crescente problema della collocazione degli scarti di macellazione e gli indirizzi contenuti nel regolamento CE 1774/2002 recante norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano, la codigestione di liquami zootecnici, scarti di macellazione adeguatamente pretrattati e altre biomasse;
- facilitare l'integrazione dei processi anaerobici e aerobici nel trattamento delle biomasse e dei rifiuti organici, sia nella costruzione di nuovi impianti che nel potenziamento di impianti già esistenti, quali, ad esempio, gli oltre 100 impianti di compostaggio di media e grossa taglia già operanti in pianura Padana nelle vicinanze dei siti di produzione di scarti organici agroindustriali e di effluenti zootecnici;
- favorire l'utilizzo del biogas, dopo purificazione a metano al 95-97% (l'anidride carbonica recuperata è a sua volta un gas tecnico richiesto dal mercato), per autotrazione e immissione nella rete di distribuzione del metano; ciò dovrebbe essere incentivato in particolare nelle regioni padane dove la rete dei metanodotti è capillarmente diffusa ed è già esteso l'uso del metano per autotrazione.

9. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Nel corso degli ultimi dieci anni la digestione anaerobica si è diffusa in molti Paesi europei, tra cui anche l'Italia. Questi impianti vengono realizzati non solo allo scopo di recuperare energia rinnovabile, il biogas, ma anche di controllare le emissioni maleodoranti e di stabilizzare le biomasse prima del loro utilizzo agronomico. In Italia la normativa sugli incentivi all'autoproduzione di energia

elettrica da fonti rinnovabili (certificati verdi) ha suscitato un rinnovato interesse verso gli impianti di biogas. Anche il processo di evoluzione nella politica ambientale, che riguarda anche il settore della valorizzazione energetica delle biomasse, attivatosi a seguito della Conferenza di Kyoto sulla riduzione dell'inquinamento atmosferico da gas serra, può accentuare l'attenzione sul recupero del biogas, come pure anche il regolamento CE 1774/2002 sui sottoprodotti di origine animale, che individua la digestione anaerobica e il compostaggio come i due processi biologici che ne consentono il riciclo come fertilizzanti, e la nuova politica agricola comunitaria, che incentiva le colture energetiche.

Ne deriva l'utilità di potenziare e di razionalizzare i sistemi che sfruttano processi di codigestione anaerobica di biomasse di varia natura.

Si ritiene che il mondo agricolo possa essere interessato alle opportunità che il coincidere di problematiche, quali l'effetto serra, la valorizzazione degli scarti organici, la richiesta di un maggior contributo di energie rinnovabili, sta facendo emergere. In particolare, il settore zootecnico può rappresentare la forza motrice per lo sviluppo su larga scala della digestione anaerobica, come già sta avvenendo in Germania, Danimarca, Svezia e Austria. Gli incentivi in tal senso sono molti: un miglioramento della "sostenibilità ambientale" degli allevamenti, un'integrazione di reddito "dall'energia verde", una riduzione dei problemi ambientali legati alle emissioni in atmosfera e agli odori, una migliore utilizzazione agronomica degli elementi fertilizzanti presenti nei liquami. Affinché ciò avvenga è necessario però che la realizzazione di impianti di biogas, l'allacciamento alla rete elettrica nazionale e l'utilizzazione delle varie matrici sottostiano a procedure autorizzative più chiare e percorribili di quelle attualmente in vigore; inoltre, deve essere assicurato l'utilizzo agronomico del digestato anche quando si codigeriscono i liquami zootecnici con colture energetiche e scarti organici selezionati.

Importante è anche il contributo che la digestione anaerobica può fornire per l'autosostentamento energetico di impianti di trattamento finalizzati alla riduzione del carico azotato dei liquami zootecnici prodotti in Zone Vulnerabili ai sensi della Direttiva Nitrati.

RIASSUNTO

Nel corso degli ultimi dieci anni la digestione anaerobica si è diffusa in molti Paesi europei, tra cui anche l'Italia. Questi impianti vengono realizzati non solo allo scopo di recuperare energia rinnovabile, il biogas, ma anche di controllare le emissioni maleodoranti e di stabilizzare le biomasse prima del loro utilizzo agronomico. In Italia la normativa sugli incentivi all'autoproduzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (certificati verdi) ha suscitato un rinnovato interesse verso gli impianti di biogas. Si ritiene che il mondo agricolo possa essere

interessato alle opportunità che il coincidere di problematiche, quali l'effetto serra, la valorizzazione degli scarti organici, la richiesta di un maggior contributo di energie rinnovabili, sta facendo emergere. In particolare, il settore zootecnico può rappresentare la forza motrice per lo sviluppo su larga scala della digestione anaerobica, come già sta avvenendo in Germania, Danimarca, Svezia e Austria. Gli incentivi in tal senso sono molti: un miglioramento della "sostenibilità ambientale" degli allevamenti, un'integrazione di reddito "dall'energia verde", una riduzione dei problemi ambientali legati alle emissioni in atmosfera e agli odori, una migliore utilizzazione agronomica degli elementi fertilizzanti presenti nei liquami. Nell'articolo viene esaminata l'applicazione della digestione anaerobica nel comparto agricolo, sia dal punto di vista tecnico che economico e normativo.

ABSTRACT

Over the last ten years anaerobic digestion has become established in many European countries, including Italy. The plant has been constructed not only for the purpose of recovering renewable energy, biogas, but also to control the emission of unpleasant odours and to stabilise biomasses prior to their agronomic use. In Italy the law on auto-production of electrical energy from renewable sources (green certificates) has given rise to renewed interest in biogas.

The combination of problems such as the greenhouse effect, the improved exploitation of organic waste and the requirement for a greater contribution from renewable energy is thus bringing to light new opportunities that the agricultural world might be interested in taking advantage of. In particular, the livestock sector could be the driving force for the development of anaerobic digestion on a larger scale, something that is already happening in Germany, Denmark, Sweden and Austria. The incentives to follow such a path are numerous: an improvement of farms' "environmental sustainability", an additional source of revenue from "green energy", a reduction of environmental problems connected to atmospheric emissions and odours and an improved agronomic use of the fertilising elements present in slurry. In the paper the anaerobic digestion application in agriculture is discussed, from the technical, economic and legislative point of view.

BIBLIOGRAFIA ESSENZIALE

- AA.VV. (2004): *Biomasse per l'energia: guida per progettisti, impiantisti e utilizzatori*, Editato da ISES Italia e Fondazione IDIS-Città della Scienza.
- AA.VV. (2006): *Dai campi l'energia del futuro*, «I supplementi di Agricoltura», n. 30.
- AD-NETT (un network europeo sulla digestione anaerobica). Informazioni sul sito web: www.adnett.org.
- AL SEADI T. (2001): *Good practice in quality management of AD residues from biogas production*, Pubblicazione a cura del Task 24 della IEA Bioenergy.
- BORTONE G., PICCININI S., FARINA R., FORNER G., VERZELLESI F., TILCHE A. (1991): *Recupero di biogas con impianti di copertura di vasche di stoccaggio di reflui zootecnici*, «Ingegneria Ambientale», 11-12, p. 678.

- CRPA (a cura di) (1996): *Biogas e cogenerazione nell'allevamento suino - Manuale pratico*, ENEL Spa, pp. 208.
- NAVAROTTO P. L., NAVAROTTO L. (2005): *Cofermentazione, una nuova chance per il biogas agricolo*, «Informatore Zootecnico», n. 9.
- OBSERV'ER (2006): *Le baromètre du biogas, une croissance de 9,8%*, «Systèmes Solaires», n. 173, maggio.
- PICCININI S. (2004): *Buone prospettive per il biogas da residui zootecnici*, «L'Informatore Agrario», n. 1.
- PICCININI S., BONAZZI G. (2005): *Nuove strade per smaltire gli effluenti zootecnici*, «L'Informatore Agrario», n. 7.
- PICCININI S., SCHIFF M. C. (2001): *La produzione di biogas negli allevamenti zootecnici*, Opuscolo CRPA 6.9, n. 5/2001.
- RAVEN R.P.J.M. AND GREGERSEN K.H. (2004): *Biogas plants in Denmark: successes and setbacks*, «Renewable and Sustainable Energy Reviews», Volume 11, Issue 1, January 2007, pp. 116-132.
- SANGIORGI F., BALSARI P., BOZZA E. (1985): *Impianto di biogas a basso costo inserito in una vasca di accumulo di liquami: risultati di funzionamento*, «Rivista di Ingegneria Agraria», 4, p. 211.
- TILCHE A., DE POLI F., FERRANTE E., CALZOLARI C., BOZZA E. (1983): *Un censimento completo degli impianti di biogas su rifiuti animali operanti oggi in Italia*, ENEA.
- WEILAND P., RIEGER C. AND EHRLMANN T. (2003): *Evaluation of the newest biogas plants in Germany with respect to renewable energy production, greenhouse gas reduction and nutrient management*, Future of Biogas in Europe II, Esbjerg 2-4 October 2003.

DITTE PROPONENTI SISTEMI DI DIGESTIONE ANAEROBICA

Nella scheda che segue sono riportate le principali ditte operative nel settore della digestione anaerobica in Italia, nel comparto agro-zootecnico (in ordine alfabetico).

AB ENERGY srl

Via G. D'Annunzio 16, 25034 Orzinuovi (BS)
 Tel. 0309444210
 Fax 0309444209
www.gruppoab.it

BEKON Energy Technologies GmbH & Co. KG
 FeringasträÙe 9, 85774 Unterföhringn, Germany
 Tel. +49(89)9077959-0
 Fax +49(89)9077959-29
www.bekon-energy.de

BIOGAS ENERGIA

Via Prima strada 2, Interporto S.I.T.O., 10043 Orbassano (TO)
 Tel. 0113273080
 Fax 0113975750
www.biogasenergia.it

BIOGAS ITALIA

Via Verdi 18, 39031 Brunico (BZ)
Tel. 340715440
Fax 0474552729

BIOTEC SISTEMI (BTA-Germania)

Via Privata Galla 10, 16010 Serra Riccò (GE)
Tel. 0107261209
Fax 010751267
www.biotecsistemi.it

BLUENERGY CONTROL

Via A. Mario 7, 36100 Vicenza
Tel. 0444963874
Fax 0444963876
www.blueenergycontrol.it info@blueenergycontrol.it

BTA Biotechnische Abfallverwertung GmbH & Co KG

Rottmannstr. 18, D-80333 Munchen, Germany
Tel. +49(895)204606
Fax +49(895)232329
www.bta-technologie.de

CISA Impianti s.r.l.

Viale Europa 26, 41011 Campogalliano (MO)
Tel. 059851735
Fax 059528246
info@cisaimpianti.com
www.cisaimpianti.com

ECOMASTER ATZWANGER S.p.A. (Bio Ferm Germania)

Via Palmanova, 31, Fraz. Mereto, 33050 S. Maria la Longa (UD)
Tel. 0432920175
Fax 0432923393
ecomaster@ecomaster.it
www.ecomaster.it

ECOMEMBRANE

C.so Garibaldi 173, 26100 Cremona
Tel. 0372463599
Fax 0372569431
info@ecomembrane.com
www.ecomembrane.com

ELETTROSTUDIO srl

Via Lavaredo 44/52, 30174 Venezia – Mestre
Tel. 0415349997
Fax 0415347661

info@elettrostudio.it
www.elettrostudio.it

ENTEC Umwelttechnik GmbH
Shilfweg 1, A-6972 Fussach, Austria
Tel. +43(5578)79460
Fax +43(5578)73638
www.entec.co.uk

ENVITEC BIOGAS ITALIA
Via Calnova 60, 30027 San Donà di Piave (VE)
Tel. 0421220652
info@envitec-biogas.it
www.envitec-biogas.de

EURODEPURATORI
Via Condotta 20, Zona industriale, 46020 San Giacomo delle Segnate (MN)
Tel. 0376629301 - Fax 0376629400
info@depuratori.it
www.depuratori.it

FARMATIC BIOTECH ENERGY ag
Kolberger Strasse 13, D-24589 Nortorf, Germany
Tel. +49(43)9291770
Fax +49(43)925864
www.farmatic.com

LADURNER Spa
Zona Industriale 11, 39011 Lana (BZ)
Tel. 0473567800
Fax 0473567805
www.ladurner.it

KOMPOGAS AG
Rohrstrasse 36, CH-8152 Glattbrugg, Switzerland
Tel. +41(1)8097133
Fax +41(1)8097110
www.kompogas.ch

LINDE –KCA-Dresden GmbH
Lunzerstrabe 64, 4030 Linz, Austria
Tel. +43(732)65854248
Fax +43(732)69806174
www.linde-kca.com

LIPP GmbH
Industriestrasse, D-73497 Tannhausen, Germany
Tel. +49(0)79649003-0

Fax +49(0)79649003-27
info@lipp-system.de
www.lipp-system.de

LIQUITECH
Via Trecella 1, 20060 Albignano d'Adda (MI)
Tel. 0295309488
Fax 0295309489
info@liquitech.it
www.liquitech.it

MARCOPOLO ENVIRONMENTAL SpA
Via S. D'Acquisto 4, 12011, Borgo S. Dalmazzo (CN)
Tel. 0171262348
Fax 0171262341
info@marcopolo-e.com
www.marcopolo-e.com

PROMECO (BIMA-Austria)
Via Torrioni 17/A, 22100 Como
Tel. 031267331
Fax 031267446
promeco@promeco.it
www.promeco.it

ROTA ECO ENGINEERING
Via Flli Bandiera 4, 26010 Corte dè Frati (CR)
Tel. 037293119
Fax 0372/93424
info@rotaguido.it
www.rotaguido.it

SCHMACK Biogas srl
Vicolo Bersaglio 26, 39100 Bolzano
Tel. 04711955000
Fax 04711955010
www.schmack-biogas.com

THÖNI UMWELT-und ENERGIETECHNIK
GmbH A-6410 Telfs, Obermarkstr., 48 – Austria
Tel. +43-5262-6903-0
Fax +43-5262-6903-210
umwelt@thöni.com
www.thöni.com

UNIECO Soc. Coop.
Via Meuccio Ruini, 10, 42100 Reggio Emilia
Tel. 05227951

Fax 0522232277
unieco@unieco.it
www.unieco.it

UTS Italia tecnologie ambientali
Via Campi della Rienza, 41, 39031 Brunico (BZ)
Tel. 0474530025
Fax 0474552836
info@uts-italia.it
www.uts-italia.it

Biocombustibili e biocarburanti: aspetti generali e tecnici della loro produzione e utilizzo

I. PREMESSA

Le crescenti difficoltà di natura tecnica e politica che si frappongono al controllo delle fonti di approvvigionamento di energia fossile e la necessità di ridurre l'emissione di gas climalteranti sta spingendo all'utilizzo di fonti energetiche alternative, svincolate almeno in parte dalla dipendenza delle fonti non rinnovabili, in particolare da petrolio e carbone. Tra le differenti alternative, l'utilizzo delle biomasse di origine vegetale e animale si pone di interesse per la loro flessibilità applicativa che consente di ottenere, con filiere produttive e tecnologie consolidate, energia elettrica, meccanica e termica anche a livello diffuso sul territorio.

In un'ottica planetaria, le potenzialità della produzione di biomassa sono enormi¹. Regioni come l'America Latina, parti del Nord America, parti dell'Africa subSahariana, l'Europa dell'Est e l'Australia potrebbero produrre

* *Dipartimento di Scienze Applicate ai Sistemi Complessi, Università Politecnica delle Marche, Ancona*

¹ Si stima che senza incidere sulla produzione di alimenti, l'attuale superficie agricola mondiale possa fornire in termini di biomassa un contributo energetico di 800×10^{18} J (800 EJ) che si elevano a oltre 1.000 EJ tenendo conto anche dei territori marginali e dei residui organici (fonti: Utrecht University, NL; Joanneum Research, A; VTT, FIN). L'attuale consumo planetario di energia è oggi valutato in 400 EJ. Si tratta, ovviamente, di valori indicativi che hanno unicamente lo scopo di fare comprendere il potenziale che potrebbe essere espresso dallo sviluppo delle biomasse energetiche e dalle relative tecnologie di conversione. Biomasse particolarmente promettenti e sulle quali si sta concentrando l'attenzione di molti ricercatori sono le microalghe, in relazione alla loro potenziale elevata produttività di olio e/o sostanza secca (15-20 volte le produzioni convenzionali) e la possibilità di utilizzare la CO₂ presente nei fumi di combustione dei grandi impianti termici.

un notevole surplus di biomassa combustibile e/o convertibile in prodotti energetici di pregio. Le basi di questo potenziale sono la combinazione di condizioni piuttosto favorevoli come: elevata disponibilità di aree agricole con caratteristiche ottimali, bassa densità di popolazione e spesso pratiche agricole estensive, quindi sostenibili.

Tra le diverse opzioni di trasformazione energetica della biomassa, suscitano un particolare interesse i cosiddetti *biocarburanti* (*biofuels*), che vengono proposti come prodotti sostitutivi e/o integrativi del gasolio e della benzina utilizzati per l'autotrazione.

Con questo contributo si riferisce limitatamente su alcuni di questi prodotti, affrontando prima aspetti di carattere generale e poi di natura più tecnica. In ogni caso non vengono toccati, se non marginalmente, aspetti economici.

2. IL CONTESTO DEI BIOCARBURANTI PER TRAZIONE SU STRADA

Con *biocarburanti*² si intendono una vasta serie di prodotti combustibili liquidi. In particolare:

- esteri metilici³ (metilesteri) di oli vegetali o grassi animali (*biodiesel*⁴);
- etanolo (detto anche *bioetanolo*) a diversi livelli di purezza o anidro e suoi derivati;
- idrocarburi ottenuti principalmente attraverso: (a) gassificazione di biomasse di vario tipo (quindi anche solide) e successiva sintesi chimica dei gas; (b) *cracking* catalitico e idrogenazione di sostanze grasse. Questi prodotti (in linea di principio con la sintesi è possibile ottenere diversi combustibili liquidi di qualità elevatissima) vengono definiti *biocombustibili* o *biocarburanti di seconda generazione*⁵.

² Termine sicuramente poco elegante e neanche corretto. Tuttavia è ormai di uso corrente in quanto il legislatore nazionale frequentemente definisce *carburanti* i combustibili di origine fossile utilizzati per la trazione civile e industriale (in inglese si preferisce dire “*biofuels for transport*”). Va da sé che l'immaginario comune associa al termine *biocarburanti* i sostituti di benzina e gasolio di derivazione vegetale (e anche animale). È interessante rilevare che non esistono ancora definizioni standardizzate per questi termini.

³ Per svolgere in processo di conversione dell'olio vegetale è possibile utilizzare anche etanolo, ottenendo esteri etilici (etilesteri). Il minore costo del metanolo e la sua facilità di utilizzo rende tuttavia questo materiale di uso quasi universale.

⁴ Altro termine non standardizzato ma molto popolare. A livello europeo tecnicamente vengono individuati e normati come *FAME* (*Fatty Acids Methyl Esters*).

⁵ In questa famiglia viene frequentemente incluso anche l'etanolo ottenuto dalla idrolisi e successiva fermentazione di sostanze ligno-cellulosiche. Ciò probabilmente perché le relative tec-

Allo stato attuale si producono e vengono utilizzati diffusamente i *biocarburanti di prima generazione* (biodiesel ed etanolo⁶) ottenuti da coltivazioni convenzionali (in modo particolare: semi di oleaginose, granella di cereali e canna da zucchero), mentre quelli di *seconda generazione* sono in fase pre-competitiva e/o di introduzione sul mercato⁷.

In termini generali, è facile verificare come sviluppo di significative attività economiche sono generalmente indotte da specifiche azioni dei governi mirate a diversificare il *mix* energetico dei propri Paesi per finalità strategiche e ambientali e, nel contempo, da politiche di *lobby* del settore agricolo, che vede nel settore nuovi spazi di mercato per i propri prodotti⁸. Non certo formale è anche il contributo dell'industria petrolchimica (e non solo) che oramai considera i *biocarburanti* un elemento di diversificazione⁹. Testimoni di questo *trend* sono le diverse società quotate nelle principali borse mondiali e specializzate, in particolare, nella produzione di etanolo¹⁰.

Va rilevato, tuttavia, come in certi casi, la produzione industriale può razionalmente basarsi solo sull'importazione di materie prime o semilavorati¹¹ senza coinvolgere l'agricoltura locale.

La Commissione Europea vede nei *biocarburanti* uno degli assi portanti della sua politica energetica e ambientale. Passaggi importanti¹² sono rappre-

nologie, come quelle basate sulla sintesi chimica, non sono ancora allo stadio commerciale o non competitive.

⁶ L'Europa si è "specializzata" in modo particolare nella produzione di *biodiesel* (3,8 Mtep nel 2006 secondo *EurObserv'ER*); mentre le Americhe (Usa e Brasile in particolare) nella produzione di etanolo (circa 33,5 Mm³, pari a circa 27,5 Mt nel 2006 nelle due Unioni secondo diverse fonti).

⁷ Nel 2008 con tutta probabilità in Brasile e in Finlandia rispettivamente *Petrobras* e *Neste-oil* inizieranno la produzione – con tecniche diverse e in quantitativi dell'ordine dei 0,5 Mt nel complesso – di idrocarburi ottenuti dall'*hydrocracking* di oli vegetali.

⁸ Un esempio è quello del Brasile dove – in dipendenza dei prezzi di mercato – l'industria della canna da zucchero ha sempre giocato sulla bilancia della produzione di zucchero ed etanolo massimizzando i profitti.

⁹ Contrariamente a qualche anno addietro, quanto invece il comparto vedeva nei *biocarburanti*, a parte le perplessità oggettive legate a varie difficoltà economiche e tecniche (specie in relazione alla distribuzione in rete), un potenziale competitore dei prodotti fossili.

¹⁰ Osservando le quotazioni dei titoli azionari di queste società dal 2004 a oggi, si osservano andamenti sostanzialmente paralleli al prezzo di mercato del greggio.

¹¹ A esempio: l'industria nazionale di *biodiesel* ha una potenzialità di circa 1,4 Mt/anno di prodotto. Tuttavia nel 2006 la produzione si è probabilmente attestata sulle 450.000 t, ottenuta quasi completamente da oli vegetali di importazione. Della produzione, in cifra tonda circa 250.000 t sono stati esportati e 200.000 t consumati in Italia. In tutto questo l'agricoltura nazionale ha avuto sino a oggi un ruolo marginale (produzione di semi oleosi sufficienti solo per poche migliaia di t). La ragione è soprattutto da ricercare in aspetti di carattere economico e organizzativo.

¹² Oltre a quanto citato nel testo (sostanzialmente la *Biofuels Directive* del 2003 e la sua proposta

sentati dalla Direttiva 2003/30/CE (recepita a livello nazionale con il Dlgs n. 128 del 30.4.2005) che poneva l'obiettivo di sostituire nel 2005 e nel 2010 rispettivamente il 2% e il 5,75% dei combustibili per il trasporto su strada con *biocarburanti* e dalla recente decisione del Parlamento Europeo (2007), nonostante la modestia nei risultati sino a oggi ottenuti¹³, di elevare tale *target* al 10% entro il 2020; ciò dovrebbe portare in tempi brevi alla revisione della citata Direttiva per armonizzare l'intero quadro¹⁴.

Secondo le stime e la programmazione della CE (al 2020 e con riferimento alla EU-27):

- la produzione di *biocarburanti* deve raggiungere circa i 36 Mtep¹⁵ tra etanolo, *biodiesel* e *biocarburanti di seconda generazione*¹⁶;
- a tale fine occorre investire circa 17,5 Mha pari a circa il 15% della superficie arabile comunitaria¹⁷;
- i prezzi delle *commodities* per uso alimentare dovrebbe risentire limitatamente della produzione agricola energetica¹⁸.

Coerentemente con tali indicazioni, nel mese di settembre 2007 il governo italiano ha presentato alla CE un *position paper* con il quale si prevede di produrre a livello nazionale circa 0,6 Mtep/anno di *biocarburanti* e di importarne 3,6 Mtep/anno, per un totale di 4,2 Mtep (ovvero il 10% del consumo previsto per il 2020).

di aggiornamento), azioni fondamentali sono state: il *Biomass Action Plan* del dicembre 2005; la comunicazione *EU strategy for biofuels* del febbraio 2006; la *Fuel Quality Directive* del gennaio 2007; la comunicazione *Biofuels Progress Report* del gennaio 2007; la nota *The impact of a minimum 10% obligation for biofuel use in the EU-27* dell'aprile 2007.

¹³ Il *Biofuels progress report* del 2007 evidenzia come al 2005 una percentuale media di incorporazione di circa l'1%. Solo Svezia e Germania hanno raggiunto il 2% previsto. L'Italia nello stesso anno risulta ancorata a 177 ktep (172 ktep di *biodiesel*) che su 38,5 Mtep tra gasolio e benzina rappresenta un misero 0,46%. A livello nazionale nulla cambia nel 2006 (177 ktep solo di *biodiesel*), mentre la media EU-25 passa – secondo *EurObserv'ER* – all'1,8%.

¹⁴ Lo *slogan* della CE è ormai sintetizzato dal motto «3 volte 20%» entro il 2020: 20% di riduzione dei gas serra; 20% aumento di efficienza energetica; 20% di contributo delle fonti rinnovabili. In quest'ultimo 20%, le biomasse dovrebbero giocare, in assoluto, con l'8% e i *biocarburanti* rappresentare il 10% del quantitativo (in energia) dei combustibili consumati dalla trazione su strada.

¹⁵ Si noti che il Mtep (*milioni di tonnellate equivalenti di petrolio*) tiene conto del reale contenuto energetico dei *biocarburanti* in relazione all'energia dei prodotti petroliferi. Esempio: 1 tep di etanolo = circa 1,6 t di prodotto (quasi 2 m³); 1 tep di *biodiesel* = 1,1 t di prodotto (circa 1,3 m³).

¹⁶ Questi dovrebbero contribuire per circa il 30%.

¹⁷ Le stime portano a ritenere comunque necessaria l'importazione di materie prime sufficienti per circa 6,4 Mtep di *biocarburanti*.

¹⁸ Circa il 3-6%. Allo stato attuale, la recente infiammazione dei prezzi dei cereali viene attribuita a una gestione non ottimale degli stoccaggi, a fenomeni speculativi e alla elevata domanda di *commodities* da parte delle economie emergenti.

Per meglio ponderare questi fabbisogni, va osservato che, nelle condizioni italiane e con riferimento alle tecnologie di *prima generazione* e a coltivazioni tradizionali, per produrre 1 Mtep con coltivazioni oleaginose (*biodiesel*) e cerealicole (etanolo), occorrono rispettivamente circa 1 e 0,6 milioni di ettari. Le tecnologie di *seconda generazione*, invece, consentirebbero di raddoppiare o più le produzioni (e quindi di ridurre notevolmente le superfici).

Si tratta quindi di obiettivi ambiziosi, specie se si considera che la trasformazione attuale di prodotto agricolo nazionale è molto limitata (poche migliaia di t a fronte delle circa 0,18 Mtep di *biodiesel* consumate sul territorio nel 2006).

Una attenta lettura di tutto il quadro mette in luce come – sempre a livello nazionale – sussistano almeno due visioni sui *biocarburanti* che probabilmente non sono ancora state messe seriamente a confronto: la prima di tipo “agricolo-centrica”, basata sul concetto di *circuito corto*, che vede in questi prodotti una opportunità di sostegno al reddito dell’azienda agricola e che probabilmente porterebbe alla produzione di 0,1-0,2 Mtep/anno (entità quasi trascurabile dal punto di vista della pianificazione energetica); la seconda di tipo economico-europeo, centrata sull’obiettivo di conseguire un utilizzo, come appena riferito, di 4,2 Mtep/anno. Ciò richiederebbe: l’investimento di 400-600.000 ha domestici a colture energetiche dedicate; l’impostazione di rapporti di collaborazione bi- o multi-laterali con Paesi dell’Unione a vocazione agricola e/o con i Paesi in via di sviluppo; il necessario impegno della ricerca nel settore agronomico per aumentare le produzioni agricole e in quello petrolchimico, per sviluppare tecnologie e impianti di *seconda generazione*.

Va anche rilevato che la produzione di *biocarburanti* non trova tutti d’accordo¹⁹. Le principali critiche riguardano i seguenti aspetti:

- bilanci energetici e ambientali a volte discutibili²⁰;
- squilibri ambientali (deforestazioni, erosioni, ecc.);
- presunte problematiche legate allo sviluppo delle tecnologie di *seconda generazione*;
- politiche dei governi spesso inefficienti e costose per via degli incentivi necessari.

¹⁹ Lo schieramento degli scettici è robusto. Un esempio eccellente è l’OECD. Tra gli ultimi documenti da leggere si rimanda alle risultanze della *Round Table on Sustainable Development – Bio-fuels: is the cure worse than the disease?* (Parigi, 11-12 settembre 2007).

²⁰ La filiera più criticata è quella della produzione di etanolo a partire da granella di mais con il ricorso ai combustibili fossili per la fase di trasformazione industriale. Attualmente, con le tecniche correnti, il rapporto energetico tra *input* e *output* può variare da valori prossimi a 1 a 1,3-1,5 (caso dei moderni impianti Usa). La produzione di etanolo da canna da zucchero presenta invece bilanci energetici largamente positivi (rapporti anche di 7-8).

A parere di chi scrive, tuttavia, ci sono ampie possibilità per un sensato e importante sviluppo di questo settore.

È evidente, in ogni caso e nonostante la miriade di convegni e pubblicazioni sul tema, quanto debba essere ancora discusso, chiarito, condiviso tra le numerose categorie interessate e soprattutto fatto sul piano operativo a livello nazionale.

3. L'IMPORTAZIONE DI MATERIE PRIME E BIOCARBURANTI PUÒ ESSERE SOSTENIBILE?

Si è visto che lo sviluppo significativo dei *biocarburanti* in Italia è necessariamente legato anche a importanti importazioni di materie prime e/o prodotti finiti. È questo un argomento *tabù* ma che va affrontato nei dovuti modi anche perché, in considerazione dell'attuale congiuntura, va sempre verificata con attenzione la fattibilità dello sviluppo di nuovi mercati per l'agricoltura e l'industria nazionale.

La domanda di fondo, di fatto, è: *ma perché escludere la possibilità che i nostri imprenditori potrebbero "coltivare" energia fuori dall'Italia per l'Italia?*

È evidente che in questo contesto i costi energetici e ambientali e la convenienza economica dei trasporti sono fattori determinanti²¹.

Una serie di studi svolti in questo particolare settore ha evidenziato come già oggi la fattibilità economica sia possibile in molti casi, mentre le perdite di energia siano quasi sempre contenute in limiti ragionevoli anche con riferimento alle biomasse grezze²². Esempi di valutazioni effettuate sono i seguenti (anche con riferimento alla figura 1):

- il trasporto di residui forestali dalla regione Baltica all'Olanda tenendo conto dei trasporti interni e considerando piccole navi (1.500 km) richiede il 5% del contenuto energetico della biomassa;
- il trasporto di legna coltivata dall'America Latina all'Olanda tenendo conto dei trasporti interni e considerando grandi navi (circa 10.000 km) richiede il 10% del contenuto energetico della biomassa;
- il trasporto di biomasse di alta densità energetica (*pellet* o oli pirolitici) dall'America Latina all'Europa richiede mediamente il 18-20% dell'ener-

²¹ Esempi di calcolo di rotte intercontinentali: Sumatra-Ravenna (esempio di porto italiano non ottimale dal punto di vista delle distanze) via canale di Suez: 5.500 km; Sumatra -Ravenna via Sud Africa: 22.000 km; Brasile del Sud-Ravenna: 10.800 km.

²² I bilanci sono più favorevoli per i prodotti di elevata intensità energetica, come le biomasse addensate (*pellet*) o liquide (oli e alcoli).

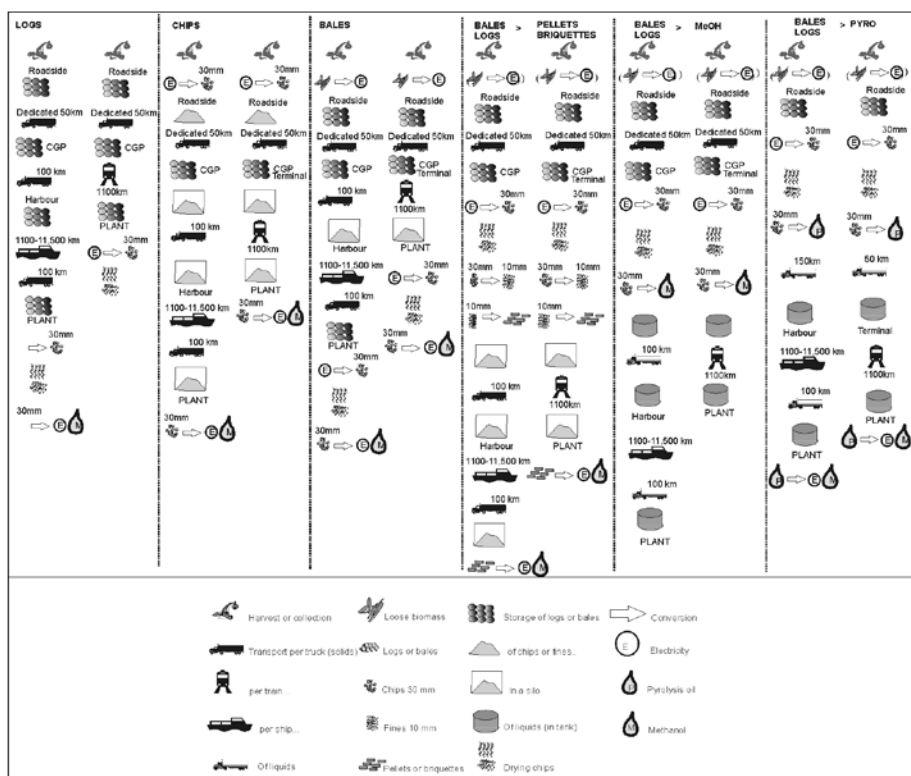


Fig. 1 Esempi di filiere trans-nazionali (Fonte: "International bioenergy transport costs and energy balance", Copernicus Institute dell'Università di Utrecht)

gia del prodotto finale pur tenendo conto dei costi energetici di trasformazione (essiccazione inclusa) e della perdita di biomassa causata da fenomeni fermentativi²³. Mediamente i soli costi energetici di trasporto per nave su lunghe distanze incide per il 4-6%.

Come diretta conseguenza, i ragionevoli consumi energetici dei trasporti si riflettono in bilanci ambientali del tutto accettabili.

Sembrerebbe, quindi, che i consumi energetici dei trasporti e le relative implicazioni ambientali non costituiscano un fattore insuperabile per lo sviluppo di ipotetiche filiere trans-nazionali, specie se queste sono centrate sui *biocarburanti*, ovvero prodotti di elevata intensità energetica per unità di massa.

²³ La perdite riguardano soprattutto le biomasse solide (legno e in genere materiali ligneo-cellulosici) e si manifestano soprattutto nel corso degli stoccaggi iniziali. Mediamente si considera la perdita del 15% di sostanza secca, quindi una parte preponderante del bilancio energetico dell'intera catena di produzione/trasporto. Peraltro tali perdite interessano quasi sempre anche le filiere di trasformazione corte.

È ovvio anche che tale opzione deve basarsi sulla *sostenibilità* dell'intera catena che va dalla produzione in zone remote della materia prima alla sua utilizzazione. I criteri di sostenibilità, poi, non sono limitati alla sfera ecologica (emissioni, altri impatti ambientali e biodiversità) ma includono aspetti di carattere economico e sociale.

Il tema è stato ampiamente dibattuto e nell'ambito delle attività svolte dalle Nazioni Unite è stato meglio definito mettendo a fuoco – per i sistemi bioenergetici – una serie di criteri di carattere pratico che normalmente vengono riassunti nei seguenti aspetti:

- *Ridotti o nulli impatti sull'ambiente*. Le coltivazioni di biomassa devono essere condotte senza diminuire la fertilità del suolo, minimizzando l'uso di prodotti chimici, l'erosione e l'emissione di gas climalteranti e conservando le risorse, in modo particolare l'acqua.
- *Sicurezza*. Nelle diverse fasi produttive devono essere applicate adeguate regole per ridurre gli infortuni e effetti secondari indesiderati. Particolare attenzione va rivolta per il contenimento del traffico indotto e la diffusione delle malattie delle coltivazioni.
- *Efficienza*. Le filiere che vanno dalla produzione della biomassa alla distribuzione dell'energia prodotta devono essere efficienti sia sotto il profilo energetico e di contenimento delle emissioni di gas serra.
- *Affidabilità*. Tutte le potenziali cause alla base della discontinuità di funzionamento della filiera devono essere ridotte al minimo. Ciò richiede in prima istanza che le filiere si devono basare su più punti di approvvigionamento della biomassa.
- *Competitività*. È il fattore più importante che deve essere verificato per la reale fattibilità della filiera. A tale fine sono stati messi a punto – nell'ambito del protocollo di Kyoto – i *meccanismi flessibili* (CDM).
- *Prospettive di lungo termine*. La possibilità di mantenere in vita la filiera per un periodo ragionevolmente lungo è necessario per fare fronte sia agli investimenti che alle spese di R&D.
- *Accettabilità sociale*. L'accettabilità viene in genere raggiunta quanto sono rispettati i vari criteri di sostenibilità.
- *Ridotte distorsioni del mercato*. Lo sviluppo delle filiere non deve indurre altri sviluppi e in particolare non deve ridurre l'importanza economica di altre filiere locali.
- *Sviluppo industriale e dell'occupazione*. Le filiere energetiche devono incrementare e migliorare il livello di occupazione locale.

In particolare, un caso che fa recentemente discutere a livello nazionale è quello dell'*olio di palma* proprio a riguardo della sostenibilità degli attuali meto-

di di coltivazione. I principali impatti ambientali nel luogo di produzione vanno dall'inquinamento dell'aria, a quello del suolo (uso significativo di prodotti chimici), a quello dell'acqua (a causa dei residui di lavorazione della palma) e a tutte le conseguenze derivanti dalla eliminazione delle foreste umide.

Diverse organizzazioni internazionali, di fatto, considerano lo sviluppo dell'industria dell'olio di palma come un aspetto negativo soprattutto sotto il profilo ambientale.

In questo contesto, l'utilizzo energetico dell'olio di palma coerente con i criteri di sostenibilità rimane comunque possibile e a tale fine sono stati sviluppati schemi di certificazione dell'origine del prodotto, in modo da garantire standard di sostenibilità ambientale²⁴. Un esempio è il RSPO (*Round Table on Sustainable Palm Oil*)²⁵.

Potenzialità, strumenti e possibilità per esplorare e sviluppare le filiere energetiche trans-nazionali quindi ci sono. Semmai si tratta di capirle meglio, migliorarle e soprattutto di applicarle.

4. ASPETTI TECNICI LEGATI ALLA PRODUZIONE E ALL'UTILIZZO DEL BIODIESEL (TECNOLOGIE DI PRIMA GENERAZIONE)

Il *biodiesel* viene prodotto industrialmente (fig. 2) a partire da oli vegetali raffinati ottenuti da semi oleosi (di interesse nazionale, a esempio, è il girasole²⁶). Presenta caratteristiche simili a quelle del gasolio (tab. 1), tanto da poter essere utilizzato anche allo stato puro o in miscela in motori diesel standard senza o con modeste modifiche tecniche.

²⁴ Esistono già oggi diversi standard di certificazione idonei per le biomasse energetiche. Esempi sono i seguenti: *America Tree Farm System*; *European Green Electricity Network (EUGENE)*; *Forest Stewardship Council (FSC)*; *Impact Basel Criteria for Responsible Soy*; *RSPO - Principles and Criteria for Sustainable Palm Oil Production*; *Sustainable Agriculture Standards*; *Sustainable Forestry Initiative Standard (SFIS)*.

²⁵ Nel 2001, WWF ha esplorato le possibilità per realizzare uno schema per la produzione sostenibile dell'olio di palma. Il risultato fu una cooperazione informale fra Uk, alcune piantagioni malesiane e altre organizzazioni commerciali che ha dato vita a un *Roundtable* per la preparazione di uno standard. La riunione inaugurale del *Roundtable* è avvenuta a Kuala Lumpur nell'agosto 2003 ed è stata seguita da 200 partecipanti di 16 Paesi. Si approvò una dichiarazione di intenti. Nel 2004, 47 organizzazioni sottoscrissero la dichiarazione e sempre nello stesso anno il *Roundtable* sull'olio di palma sostenibile (RSPO) è stato insediato formalmente secondo l'articolo 60 del codice civile svizzero. La sede dell'associazione è a Zurigo, mentre la segreteria opera a Kuala Lumpur.

²⁶ Volendo utilizzare al 100% semi di girasole è necessario utilizzare le varietà a elevato contenuto in acido oleico (varietà alto oleico). Una coltivazione non convenzionale che desta interesse è anche la *Brassica carinata*.

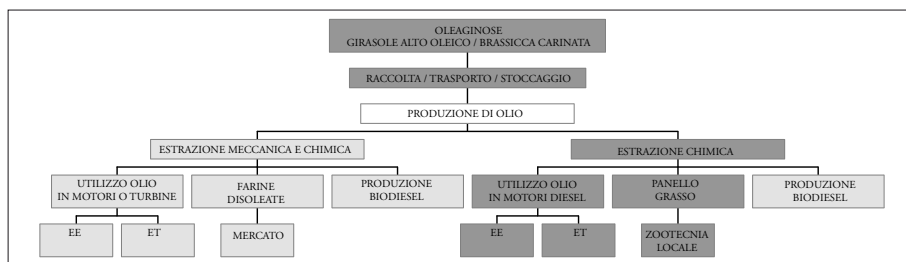


Fig. 2 Fasi della filiera per la produzione di biodiesel. La diversa colorazione dello sfondo delle caselle indica i diversi settori (agricoltura e industria) coinvolti nelle singole fasi produttive. Nella figura è indicato anche l'utilizzo di olio vegetale tal quale per l'alimentazione di gruppi elettrogeni per la produzione di energia elettrica (EE) e termica (ET)

CARATTERISTICA	UNITÀ	BIODIESEL PURO	GASOLIO
Potere calorifico inferiore	MJ/kg	37,3	42,8
Numero di Cetano	[-]	Min 51	Min 51
Massa volumica a 15° C	kg/dm ³	0,860 – 0,900	0,820 – 0,845
Contenuto di zolfo	mg/kg	Max 10	Max 80
Contenuto di ossigeno	% massa	11	-
Aromatici	% peso	-	32,6

Tab. 1 Principali caratteristiche tecniche del biodiesel (UNI 10946:01, EN 590:00; Fonte: CTI)

A livello italiano, il *biodiesel* è un prodotto disponibile commercialmente e sul quale si dispone ormai di una notevole serie di dati sperimentali anche se, per molti aspetti, si sente comunque l'esigenza di ulteriori approfondimenti²⁷ e sviluppi tecnologici²⁸.

La produzione comporta consumi energetici inferiori a quelli ottenibili con la sua utilizzazione. Nella tabella 2 sono riportati, a titolo di esempio, dei bilanci energetici di processo dai quali risulta che alle fasi di produzione agricola e di trans-esterificazione sono attribuite, in parti quasi uguali, circa il 76% dell'energia in gioco.

In sintesi, si ottengono circa 2,5 unità di energia sotto forma di combustibile per unità di energia consumata per la sua produzione, quindi un risultato più che soddisfacente.

²⁷ Ciò con particolare riferimento agli aspetti inerenti la salute umana nelle zone urbanizzate, come il ridotto effetto mutageno delle emissioni gassose provenienti dalla combustione del *biodiesel*.

²⁸ Quali, ad esempio, lo sviluppo di nuove *cultivar* di oleaginose o l'impiego di oli vegetali usati.

FASE DEL CICLO DI VITA	ENERGIA PRIMARIA NEL CASO DEL COLZA			ENERGIA PRIMARIA NEL CASO DEL GIRASOLE		
	MJ/kWh	MJ/kg _{biodiesel}	%	MJ/kWh	MJ/kg _{biodiesel}	%
Agricoltura	0,559	5,74	38,87	0,539	5,53	37,88
Trasporto semi	0,012	0,13	0,85	0,012	0,13	0,86
Estrazione olio	0,287	2,94	19,86	0,287	2,94	20,15
Trasporto olio	0,026	0,27	1,80	0,026	0,27	1,82
Trans-esterificazione	0,543	5,57	37,62	0,543	5,57	38,17
Trasporto <i>biodiesel</i>	0,016	0,16	1,10	0,016	0,16	1,11
Totale	1,443	14,81	100,00	1,422	14,60	100,00

Tab. 2 *Energia primaria richiesta nel corso del ciclo di vita per la produzione di biodiesel da olio di colza e di girasole. Il kWh è riferito al contenuto energetico del biocombustibile (Fonte: CTI)*

Gli aspetti ambientali vengono normalmente ricondotti all'effetto serra, alle caratteristiche dei gas di combustione e alle pratiche agricole.

L'effetto serra viene valutato attraverso il bilancio della CO₂ equivalente prodotta nel corso dell'intera filiera di produzione-utilizzazione. Nella tabella 3, a esempio, si fa riferimento al bilancio riferito alla produzione/utilizzazione in un autobus urbano in termini di *g di CO₂ per MJ di lavoro meccanico prodotto dal motore* che utilizza, con lo stesso rendimento termodinamico, *biodiesel* o gasolio standard. Con riferimento anche alla figura 3 (relativa al solo caso del colza essendo la filiera del girasole del tutto analoga), la valutazione può essere condotta tenendo conto o meno dei co-prodotti del processo, sostanzialmente il pannello (utilizzato per l'alimentazione animale) e la glicerina (utile a fini industriali). È evidente il peso di queste assunzioni sui risultati finali. La prima ipotesi (massima riduzione delle emissioni di CO₂), comunque, appare più corretta in un'ottica di filiera produttiva.

I risultati, quindi, evidenziano come il passaggio dall'uso del gasolio a quello del *biodiesel* consenta riduzioni delle emissioni di CO₂ variabili da circa il 40 al 70% in dipendenza delle ipotesi di calcolo considerate. Ciò cor-

Prodotto	G DI CO ₂ PER MJ LAVORO PRODOTTO DAL MOTORE		RIDUZIONE DI CO ₂ RISPETTO AL GASOLIO(%)
	SENZA ALLOCAZIONE ¹	CON ALLOCAZIONE ²	
Biodiesel da colza	141,38	72,36	38,1-68,3
Biodiesel da girasole	137,44	71,60	39,8-68,7
Gasolio	228,45		-
¹ Senza considerare i co-prodotti di processo: pannello e glicerina.			
² Considerando i co-prodotti di processo: pannello e glicerina.			

Tab. 3 *Risultati del raffronto ambientale biodiesel – gasolio (Fonte: CTI)*

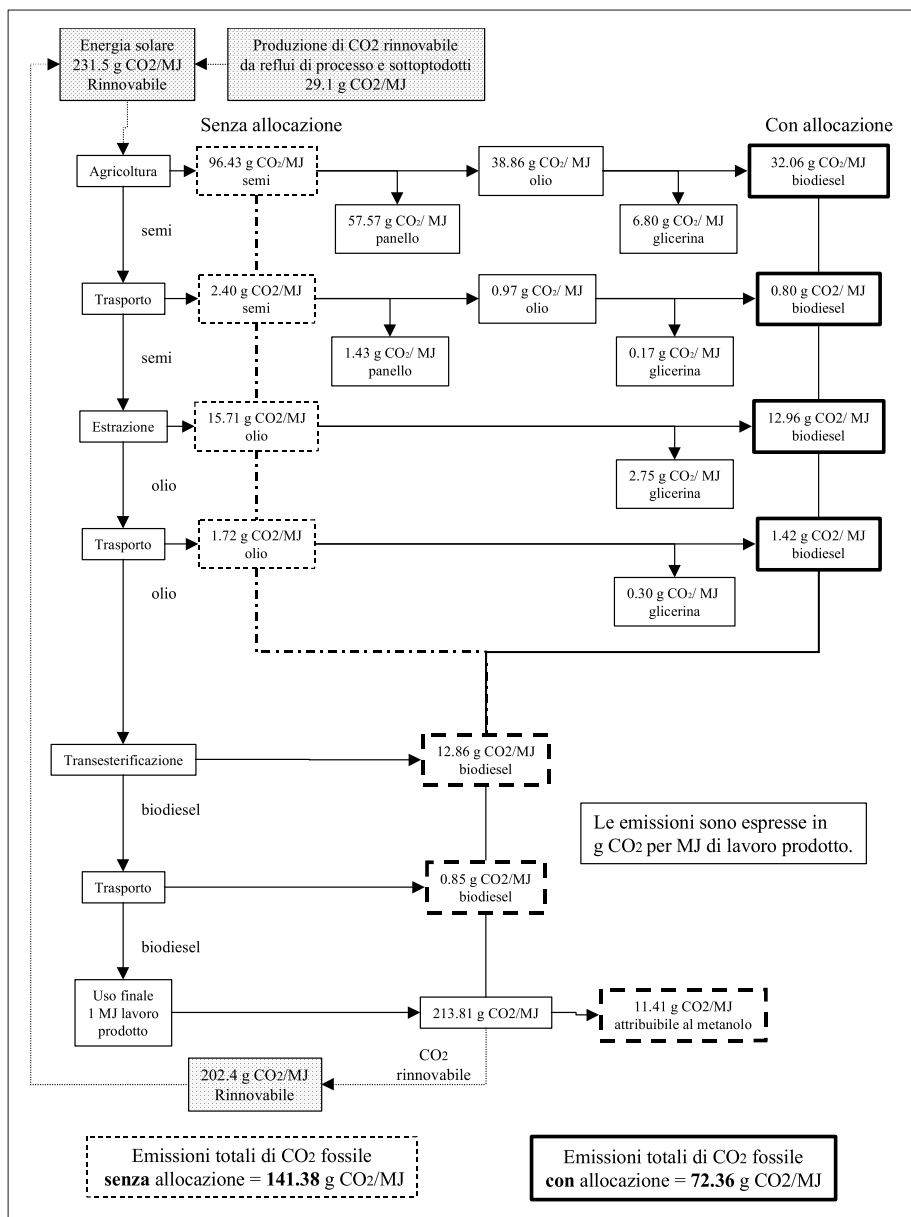


Fig. 3 Emissioni di CO₂ relative alla produzione di biodiesel da olio di colza. Il bilancio è praticamente identico anche per il girasole (Fonte: CTI)

risponde a emissioni evitate dell'ordine di 1,4-2,4 kg di CO₂ per kg di gasolio sostituito (equivalenti a 1,2-2,1 kg di CO₂ per kg di *biodiesel* utilizzato).

Combustibile	IPA	Nitro IPA	Solfati	PM	HC	CO	NO _x
Biodiesel puro	-80%	-90%	-100%	-30%	-93%	-50%	+13%
Miscela al 20%	-13%	-50%	-20%	-22%	-30%	-20%	+2

Tab. 4 *Riduzione indicativa delle emissioni alla combustione utilizzando biodiesel puro e miscela al 20% rispetto al gasolio convenzionale (Fonti: National Biodiesel Board - ARB, 2000a; modificato dal CTI)*

VANTAGGI	SVANTAGGI
<p>È rinnovabile quindi ha un basso livello di emissioni di CO₂ lungo tutto il ciclo di vita.</p> <p>Il biodiesel puro non contiene zolfo e composti aromatici, quindi produce minori emissioni di particolato e di IPA rispetto al gasolio</p> <p>Il prodotto puro è biodegradabile e non tossico</p> <p>Come composto ossigenato, riduce la frazione non solubile del particolato e migliora la combustione</p> <p>Ha un alto valore di <i>flash point</i>, quindi è più sicuro del gasolio nelle operazioni di stoccaggio e trasporto.</p> <p>Ha un elevato numero di cetano, con conseguente riduzione del rumore e del ritardo di ignizione.</p>	<p>Ha un comportamento peggiore alle basse temperature rispetto al gasolio; situazione migliorabile solo con additivi.</p> <p>L'elevato contenuto di ossigeno delle sue molecole causa un aumento delle emissioni di NO_x</p> <p>La scarsa disponibilità di terra per colture energetiche limita le possibilità di produzione di tale biocombustibile.</p> <p>Ha una limitata stabilità idrolitica, causa di problemi alle guarnizioni costituite da alcuni elastomeri.</p> <p>Particolare attenzione deve essere prestata per stoccaggi prolungati (oltre 5 mesi) alle basse temperature.</p> <p>Causa emissioni di aldeidi.</p>

Tab. 5 *Schema riassuntivo relativo alle principali caratteristiche generali del biodiesel (Fonte: European Auto oil II Programme, WG3- Fuel Technology; Sintesi del CTI)*

Il *biodiesel* ha a suo favore una consistente mole di risultati sperimentali condotti in più parti del mondo sia per quanto riguarda gli aspetti motoristici che quelli ambientali. Ciò ha portato anche alla preparazione di alcuni standard e all'estensione della garanzia da parte di alcuni costruttori di automobili e di trattori.

In linea tendenziale, la grande massa di risultati a disposizione evidenzia come l'utilizzo del *biodiesel* puro o in miscela porti quasi sempre a un aumento degli NO_x, mentre è sempre consistente la diminuzione di CO, particolato (PM) e composti volatili (esempio: tab. 4). Va sottolineato, comunque, come i risultati ottenuti con le diverse sperimentazioni siano ampiamente variabili, in quanto dipendono dalle condizioni prova (difficilmente comparabili), dal tipo di motore, dal suo grado di usura e, aspetto spesso trascurato, dal tipo di olio lubrificante.

Un aspetto di interesse consiste nel fatto che diversi studi evidenziano consistenti riduzioni di IPA²⁹ (50-80%), in quanto mancano i precursori aro-

²⁹ Idrocarburi policiclici aromatici.

TIPO DI INTERVENTO	INFLUENZA POSITIVA SULLE EMISSIONI ALLO SCARICO										INFLUENZA POSITIVA SU:			ESPERIENZA RACCOLTA
	CO ₂	CO	NO _x	SO _x	HC	VOC	IPA	Nitro-IPA	PM	Effetto sera	Salute	Ambiente	Altri settori produttivi*	
Interventi sul motore	=	+	++	=	+	+	+	+	++	=	+	+	=	?**
Filtri, catalizzatori e altro***	=	++	+++	=	++	++	++	++	+++	=	++	++	=	+++
Riformulazioni del gasolio	=	+	+	+++	+	+	+/+	+	+	=/+	+	+	=	+
Biodiesel puro	+++	++	-/=	+++	+	+	++?	++	++	+++	++	+	+++	++
Miscela al 20% di biodiesel	+	+	-/=	+	+	+	+?	+	+	+	++	+	++	++

+: risultati positivi rispetto alla situazione precedente o all'utilizzo di combustibile fossile.
 -: risultati negativi rispetto alla situazione precedente o all'utilizzo di combustibile fossile.

=: risultati tendenzialmente invariati rispetto alla situazione precedente (motore non modificato e alimentato con gasolio standard).

?: dati insufficienti anche per esprimere un risultato qualitativo o comunque statisticamente poco significativi. In ogni caso dati su cui è necessario raccogliere maggiore esperienza.

* Si intende l'influenza in termini di occupazione, sviluppo e promozione di altri settori produttivi diversi da quelli legati alla produzione e manutenzione dei motori diesel e all'industria petrolifera, quale quello dell'agricoltura.

** Gli interventi più semplici consistono in una diversa programmazione delle centraline di governo dell'iniezione.

*** Questi dispositivi sono studiati per ridurre la concentrazione di uno-due elementi inquinanti e possono essere montati in serie per conseguire migliori prestazioni globali. Certi interventi sono idonei solo per applicazioni stazionarie (gruppi elettrogeni funzionanti in continuo).

Tab. 6 Sintesi degli effetti ottenibili con i diversi provvedimenti atti a contenere le emissioni dei motori diesel. Gli interventi sul motore consistono in possibili modifiche degli organi meccanici e di regolazione in motori già in esercizio. Lo stesso dicasi per filtri, catalizzatori e altro che includono tutti i dispositivi atti a trattare i gas di scarico. Si tratta di provvedimenti idonei sia per motori nuovi che in esercizio. I combustibili alternativi sono rappresentati dalle due voci "Riformulazioni del gasolio" e "Biodiesel" e sono idonei per essere impiegati sia in motori nuovi che in esercizio. Si sottolinea che i differenti interventi descritti non sono in concorrenza tra loro, ma sono da inquadrare più come soluzioni complementari tra loro e che possono essere utilizzate in combinazione per ottenere vantaggi ancora più evidenti

matici nel biocombustibili; conseguentemente, vengono ridotti i nitro-IPA³⁰ (70-90%). Proprio per queste caratteristiche il *biodiesel* sembra ridurre del 90% il rischio di cancro se comparato con il gasolio standard³¹.

In tabella 5 sono infine riportate le conclusioni di uno studio specifico condotto nell'ambito del *Programma Auto-Oil* della CE.

Un altro punto a favore è poi la biodegradabilità³² che, nel caso di utilizzo di prodotto puro, riduce i rischi derivanti da sversamenti in aree sensibili³³. Un rovescio della medaglia è la minore stabilità nel tempo. Vari studi svolti in acqua marina hanno dimostrato che il *biodiesel* ha una tossicità verso pesci e crostacei molto più bassa (mediamente 15-20 volte) rispetto a quella del gasolio di riferimento. Va rilevato, a questo proposito, che tale caratteristica sembra legata soprattutto alle dimensioni delle gocce disperse in acqua (tossicità "meccanica") che andrebbero letteralmente a "soffocare" gli organismi utilizzati per i test e non quindi alla composizione chimica.

Nella tabella 6 viene infine proposta una visione di insieme di tipo qualitativo di tutti gli aspetti qui analizzati e che può risultare utile per un inquadramento della materia. Oltre al *biodiesel* vengono considerati altri possibili interventi migliorativi sia sui motori che sul gasolio standard.

Va sottolineato, tuttavia, che il continuo miglioramento della qualità del gasolio voluta dalla progressiva evoluzione dagli standard UE dei combustibili per il trasporto sta riducendo di molto, se non annullando, le differenze sul fronte degli impatti ambientali delle emissioni. Conseguentemente al *biodiesel* rimane il sostanzialmente primato della rinnovabilità e del coinvolgimento del settore agricolo.

5. ASPETTI TECNICI LEGATI ALLA PRODUZIONE E UTILIZZO DELL'ETANOLO (TECNOLOGIE DI PRIMA GENERAZIONE)

La fermentazione alcolica è un processo biologico finalizzato alla produzione di etanolo. Avviene a mezzo di lieviti che trasformano un substrato zuccherino in una soluzione alcolica. L'etanolo viene successivamente separato me-

³⁰ IPA più leggeri, con presenza di anelli benzenici e che sono ritenuti con maggiore effetto mutageno.

³¹ Questo aspetto, come evidenziato in precedenza, è sicuramente meritorio di analisi approfondite.

³² Uno studio dell'Università dell'Idaho ha provato che la biodegradabilità del *biodiesel* è circa il doppio di quella del gasolio (C. L. Peterson (editor), *Commercialization of Biodiesel: Environmental and Health Benefits*, Proceedings of a biodiesel conference, National Center for Advanced Transportation Technology, University of Idaho, Moscow, Idaho 83844, 1997).

³³ Questa caratteristica suggerisce, a esempio, l'utilizzo del prodotto puro per la nautica nelle aree protette.

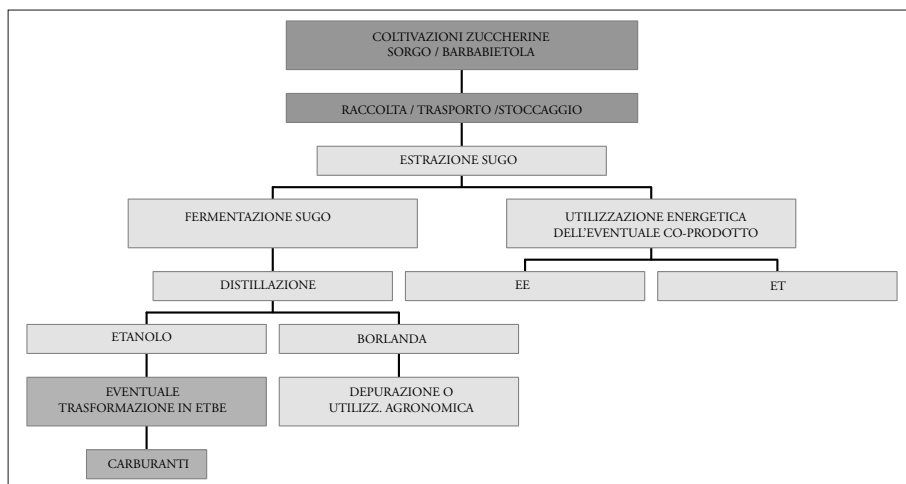


Fig. 4 Fasi della filiera per la produzione di bioetanolo a partire da barbabietola da zucchero o sorgo zuccherino (o anche canna da zucchero). La diversa colorazione dello sfondo delle caselle indica i diversi settori coinvolti (agricoltura, industria dell'etanolo e petrolchimica) nelle singole fasi produttive. Viene indicato anche l'utilizzo di energetico del residuo di estrazione per la produzione di energia elettrica (EE) e termica (ET). Non è invece indicata la produzione di DDG (residuo secco delle borlande; materiale di interesse zootecnico) in quanto convenientemente ottenibile solo se la filiera si basa sull'utilizzo dei cereali (questa fase andrebbe a sostituire la "Depurazione o utilizz. agronomica" delle borlande). Gli impianti da realizzare a livello nazionale a seguito della riconversione di alcuni zuccherifici si basano su quest'ultima opzione

dianete distillazione ed eventualmente raffinato e/o trasformato per facilitare la relativa utilizzazione nel settore dei trasporti (fig. 4).

Come materiali di partenza si utilizzano quindi prodotti zuccherini (esempio: barbabietola), prodotti amilacei (come la granella di mais) o prodotti ligneo-cellulosici (come gli stocchi del mais). Negli ultimi due casi occorre precedere la fermentazione alcolica con una idrolisi enzimatica o chimica, in quanto amidi, cellulosa e lignina non sono attaccabili direttamente dai lieviti. Allo stato attuale della tecnica, gli impianti per l'idrolisi e/o fermentazione di prodotti vegetali sono commercializzati solo per substrati amidacei o zuccherini.

Si prevede che gli impianti per l'idrolisi acida di materiali ligneo-cellulosici (tecnologie di seconda generazione) siano competitivi e quindi disponibili sul mercato nel medio termine. È evidente l'interesse e le speranze verso queste soluzioni per il basso costo delle materie prime e la loro maggiore disponibilità (a esempio: stocchi di mais). Sono anche allo studio processi di tipo enzimatico che, se messi a punto, contribuirebbero a risolvere i problemi energetici e ambientali dei processi acidi.

L'etanolo oggi disponibile sul mercato viene oggi ottenuto quasi esclusivamente dalla canna da zucchero e dai cereali. Paesi leader sono il Brasile nel primo caso e gli Usa nel secondo, dove viene utilizzata nella quasi totalità degli impianti granella di mais. I mercati sono in rapida espansione e anche in Italia si pensa di sviluppare questo tipo di produzione a partire soprattutto da mais e frumento.

Il processo di produzione si basa sulla distillazione che, con i processi industriali standard, lascia nell'etanolo un residuo di acqua (a livelli di decimi di punto percentuale). Ciò limita la miscibilità con le benzine a tenori normalmente inferiori al 15-20% al fine di evitare la separazione delle due fasi che darebbe dei problemi nella rete distributiva. Per superare il problema è necessario eliminare l'acqua residua con opportune tecnologie (un esempio è il *setaccio molecolare*) ottenendo etanolo anidro, oppure trasformare l'etanolo in ETBE (*etero etil ter-butilico*) attraverso l'utilizzo di isobutene. In questo caso, il contributo rinnovabile dell'etanolo è di circa il 47% in peso del prodotto finale.

Miscela benzina-ETBE o benzina-etanolo fino a tenori del 5-10% circa non richiedono particolari accorgimenti per i motori. Tenori superiori (in alcuni Paesi, come a esempio la Svezia, si sta diffondendo l'E-85, ovvero una miscela con l'85% di etanolo), invece, richiedono motori dotati di opportuni equipaggiamenti e regolazioni, oggi possibili grazie allo sviluppo e diffusione dell'iniezione elettronica.

Va osservato che in termini di volume il contenuto energetico dell'etanolo (circa 21 MJ/litro, potere calorifico inferiore) è circa il 65% di quello della benzina (circa 33 MJ/litro). Nel caso della granella di cereali, la produttività è legata al contenuto di amido (mediamente ne servono 1,6 kg per litro di etanolo). Accanto alla produzione di alcol, si ottiene il residuo di distillazione (*borlande*) che viene normalmente essiccato per ottenere il cosiddetto DDG (*dried distilled grain*, vengono comunque indicati anche altri acronimi in funzione della qualità del materiale) che trova impiego come alimento zootecnico. Con impianti moderni, da una t di granella di mais si ottengono 390 litri di etanolo (circa 312 kg) e 300-350 kg di DDG. Il bilancio di massa viene chiuso dalla produzione di CO₂ del processo di fermentazione alcolica che viene normalmente rilasciata in atmosfera.

Il processo è notevolmente energivoro, soprattutto a causa delle operazioni di distillazione e concentrazione/disidratazione delle borlande per la produzione di DDG. Allo stato attuale della tecnica si utilizzano infatti circa 0,4 kWh elettrici e 4 kg di vapore per litro di etanolo. È quindi fondamentale una corretta progettazione degli impianti e preferibilmente la loro integrazione con altri processi (per esempio, produzione di energia elettrica), in modo da conseguire delle ottimizz-

zazioni di carattere generale. In ogni caso si stima che mediamente per ogni litro di prodotto si consegua – ricorrendo a pratiche agronomiche non intensive – un saldo energetico netto di circa 5,9 MJ (28% del contenuto energetico dell’etanolo), includendo anche tutte le operazioni agricole e i prodotti chimici necessari. In pratica, per ogni unità energetica investita nella produzione del mais e la sua lavorazione, si ottengono 1,3 unità energetiche sotto forma di combustibile disponibile per la trazione. Nel caso della canna da zucchero (che è tecnicamente assimilabile al sorgo zuccherino), i bilanci energetici sono nettamente positivi a patto di trovare una soluzione idonea per l’utilizzazione delle borlande.

Allo stato attuale in Italia esistono una cinquantina di distillerie attive nella trasformazione in alcool di prodotti vegetali, parzialmente derivanti da interventi pubblici di ritiro di prodotti eccedentari: buona parte dell’alcool prodotto è destinato al mercato alimentare. Alcune di tali distillerie sono in grado di produrre alcool anidro destinabile al mercato energetico e alla produzione di ETBE; le quantità in gioco sono tuttavia modeste³⁴.

Il mercato nazionale del bioetanolo avrebbe dovuto aprirsi a partire dal 2001, a seguito dello stanziamento di incentivi nella finanziaria di quell’anno per un progetto sperimentale per l’impiego di alcoli e derivati (essenzialmente ETBE). Tuttavia, l’esiguità dello stanziamento e complessità burocratiche non fecero decollare il progetto. Oggi, a seguito della riconversione degli zuccherifici, sono invece in fase di proposta avanzata almeno due impianti dedicati.

In termini generali si ritiene che:

- la produzione su base economiche dell’etanolo richieda impianti di dimensioni medio-elevate³⁵, quindi programmabili in poche unità a livello nazionale;
- il prodotto agricolo utilizzabile in Italia rimanga sostanzialmente il frumento e la granella di mais³⁶. In questa ipotesi, sulla base di una produzione media di granella di frumento di 4 t/ha, la produzione di alcol può raggiungere i 1.700 dm³/ha (quasi 3.000 nel caso del mais). Con un *target* di produzione di 150.000 t/anno di alcol occorrono, a esempio, oltre 100.000 ha di frumento;
- a livello nazionale, il sistema petrolifero vorrebbe utilizzare ETBE. Ciò richiede un ulteriore processo in un impianto specifico.

In definitiva, la filiera dell’etanolo richiede dimensioni di impianti e superfici agricole tali da rendere più che raccomandabile una pianificazione territoriale.

³⁴ Dell’ordine di poche decine di migliaia di t/anno.

³⁵ Possibilmente superiori a 100.000 t/anno di prodotto finale.

³⁶ Di fatto, gli attuali progetti di riconversione degli zuccherifici considerano queste materie prime.

FILIERA	ENERGIA RINNO- VABILE PRODUCI- BILE PER UNITÀ DI SUPERFICIE	GAS CLIMALTE- RANTI EVITATI	PRODUZIONE LORDA VENDIBI- LE (PLV)
Olio-energia di piccole/medie dimen- sioni per la produzione di — biocombustibili (olio) — elettricità	+	+	++ ++
Olio-energia di medie/grandi dimen- sioni per la produzione di elettricità — sola produzione di semi — biocombustibili (olio) — elettricità	+	+	+ ++ ++
Olio-energia per la produzione di <i>biocarburanti (biodiesel)</i> — sola produzione di semi — biocombustibili (olio)	+	+	+ ++
Alcol-energia per la produzione di <i>biocarburanti</i> (etanolo/ETBE)	+	+	+
Legenda: Energia rinnovabile prodotta fino a 2 tep/ha +; 2 – 4 tep/ha ++; oltre 4 tep/ha +++ CO ₂ risparmiata fino a 5 t/ha +; 5 – 10 t/ha ++; oltre 10 t/ha +++ PLV ottenuta fino a 500 €/ha +; 500 – 1000 €/ha ++; oltre 1000 €/ha +++			

Tab. 7 *Attribuzione di pesi ad output specifici di filiera e alla valorizzazione di un territorio agricolo*

6. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

La produzione di *biocarburanti* rappresenta nel settore delle biomasse energetiche una vera specializzazione.

I quantitativi richiesti per ottenere un significativo impatto sul consumo di combustibili di carburanti di origine fossile, poi, lascia intravedere un ruolo marginale dell'agricoltura nazionale, fondamentalmente a causa della sostanziale incongruenza tra fabbisogni di prodotto finale e terreno disponibile, a meno di non considerare una espansione delle attività agro-industriali all'estero.

Probabilmente, questa incongruenza non è stata ancora compresa dal mondo agricolo (e forse, non solo), che rimane per lo più ancorato al concetto di produzioni di nicchia.

La filiera dell'etanolo richiede una base produttiva agraria di almeno 50-100.000 ha per impianto. Diverso è il caso della filiera del *biodiesel* che potrebbe basarsi su basi produttive dell'ordine dei 5-10.000 ha (quindi indicativamente un decimo di quella necessaria per la filiera dell'etanolo). Ciò in quanto i relativi impianti di trasformazione potrebbero essere realizzati su scale più ridotte.

Di fondamentale importanza sarebbe poi lo sviluppo delle *tecnologie di seconda generazione* che potrebbero ridurre, a parità di produzione, del 50-60% le superfici necessarie

Non è stata qui discussa l'opzione della *filiera olio-energia* per la produzione di energia elettrica e termica attraverso l'impiego di gruppi elettrogeni, che si pone come una delle alternative più vicine – dal punto di vista agricolo – alle filiere dei *biocarburanti*. Un quadro di sintesi che tiene conto di ciò è illustrata nella tabella 7.

RIASSUNTO

La Comunità Europea vede nei biocombustibili uno degli assi portanti della propria politica ambientale ed energetica ed ha fissato per il 2020 il raggiungimento degli obiettivi di sostituzione dei fossili utilizzati per la trazione su strada, fissata in misura del 10% di energia equivalente dell'attuale consumo. Per ora, vengono prodotti ed utilizzati diffusamente i biocarburanti di prima generazione (biodiesel ed etanolo); nel prossimo futuro, si assisterà all'introduzione di biocarburanti di seconda generazione (idrocarburi di sintesi), che dovrebbero valorizzare maggiormente le potenzialità energetiche della biomassa di partenza. Considerando lo stato di fatto, nella memoria verranno presi in esame i maggiori problemi legati alla loro produzione. Innanzitutto i biocombustibili sono legati alla disponibilità di superfici da destinare alla coltivazione di biomassa dedicata; nel caso italiano, ad esempio, lo sviluppo della produzione di biocombustibili è vincolato alla importazione di materie prime e/o di prodotti intermedi. Da ciò consegue anche il grande movimento di opinione pubblica oggi in atto, che mette in discussione la sostenibilità di tale produzione, che, comunque, deve essere valutata secondo criteri che considerino aspetti sia relativi alla sfera ecologica sia di carattere economico e sociale, utilizzando schemi di certificazione già in uso. Infine, alcune riflessioni sull'attuale produzione di biodiesel ed etanolo: tecnicamente, prodotti e processi possono ritenersi, se non maturi, almeno consolidati. Inoltre, il loro utilizzo più diffuso e opportuni investimenti in ricerca possono apportare notevoli miglioramenti, soprattutto per quanto riguarda la riduzione dell'impatto ambientale del biodiesel e dei consumi energetici nella produzione di bioetanolo.

ABSTRACT

The European Community considers bio-fuels to be one of the fundamental axes of their environmental and energetic policies and aims at achieving, by 2020, the objectives of replacing the fossils used for driving on roads, by 10% of the energy that is presently being consumed. For the time being, first generation biofuels (biodiesel and ethanol) are being diffusely produced and used; in the near future, second generation biofuels (hydrocarbons) will be introduced and the energetic potential of the initial biomass will have to be valorised further. As a matter of fact, the great difficulties linked to their production will have to be examined. First and foremost, biofuels are related to the availability of

surface dedicated to specific biomass cultivation; in the case of Italy, for instance, the development of the biofuel production is limited by the importation of raw materials and/or intermediate products. This also results in today's great public opinion movement, which debates the sustainability of this production, which, in any case, must be evaluated according to criteria that take into consideration both the ecological and the social and economic aspects, using the certification schemes that are already being applied. Finally, some reflections regarding the current biodiesel and ethanol production: technically, products and processes can be considered to be, if not mature, at least consolidated. Moreover, their more diffused use and adequate investment in research may bring about remarkable improvement, especially as regards the reduction of environmental impact due to bio-diesel and the energetic consumption when producing bioethanol.

Prospettive di sviluppo delle fonti biologiche rinnovabili

I. PREMESSA

Il mondo agricolo ha bisogno di speranze per risollevarsi da un panorama caratterizzato da grandi preoccupazioni, ma ha bisogno, anche e soprattutto, di certezze per potere investire in un futuro che a tutt'oggi appare molto incerto, per potere portare forze nuove, i giovani, che in questo contesto e a queste condizioni fuggono.

Proprio a questo settore delle energie alternative gli agricoltori guardano con grande speranza, ma il mondo agricolo è prudente e ha bisogno di sicurezza, di sistemi collaudati, non di percorsi avventurosi; in agricoltura si investe a lungo termine e in processi lenti che devono quindi durare negli anni, ed è per questo che bisogna dare agli agricoltori un quadro di concrete aspettative.

L'insieme dei lavori svolti risulta di grande interesse presentando, da una parte, procedimenti noti e collaudati industrialmente e, dall'altra, processi e sistemi industriali innovativi sottolineando quanto questo settore è oggi attuale, ma e soprattutto quanto esso potrà evolversi ancora nel futuro.

In merito occorre fare alcune osservazioni di carattere generale:

- l'energia agricola non può risolvere il problema energetico mondiale;
- in una visione globale del problema agricolo, la produzione di energia è e sarà in diretta concorrenza con il problema alimentare;
- la strategia alimentare e, soprattutto, l'indipendenza e l'autonomia alimentare delle nazioni o dei complessi nazionali potrebbero in un tempo non remoto riprendere il sopravvento.

Con riferimento all'ultimo punto, occorre ricordare che la PAC è nata alla

* *Rafomag Spa, Milano*

fine del conflitto mondiale, in un'Europa alla fame, con questo chiaro obiettivo: la sicurezza degli approvvigionamenti alimentari. Oggi immemori di quella fame e soverchiati dalle eccedenze, ci siamo spostati sul secondo pilastro: la sicurezza alimentare, la salvaguardia ambientale, la sicurezza del lavoro e il benessere animale; ma sarebbe un errore enorme di strategia se, in nome della globalizzazione, rinunciassimo alla nostra autonomia alimentare oltre che, di conseguenza, ai nostri prodotti tipici e gastronomici che su queste produzioni agricole si basano.

2. ASPETTI CHE CONDIZIONANO LA PRODUZIONE DI BIOENERGIA

Venendo al tema specifico delle tecnologie della produzione di energia da fonti agricole, è importante valutare come tali tecnologie impattano sulle aziende agricole.

Possiamo sinteticamente dividerle come indicato di seguito.

2.1 *Tecniche tradizionali*

Un primo gruppo è costituito dalle *tecniche e dagli impianti che non comportano nessun cambiamento* nell'organizzazione o nella struttura aziendale, né sulla strategia del piano colturale, implicando di fatto solo un aumento della domanda per un dato prodotto agricolo già conosciuto, coltivato e reperibile sul mercato. Un esempio è quello del Bioetanolo che si basa, qui in Europa, sulla granella di mais. Il problema si riduce a maggiori impianti di essiccazione e di stoccaggio e in genere di logistica per le grandi quantità movimentate. Gli agricoltori dovrebbero essere soddisfatti perché l'aumento della domanda dovrebbe far crescere i prezzi.

2.2 *I contratti di coltivazione*

Un secondo gruppo è quello degli impianti che utilizzano prodotti già abbastanza noti, ma che non sono reperibili sul mercato se non con *contratti di coltivazione*. Esempio è il Biodiesel che si approvvigiona di oleaginose: colza, girasole e soia.

Il problema qui comincia a diventare più complesso: alcune di queste colture sono poco conosciute in Italia (il Colza), i contratti di coltivazione im-

plicano una filiera di trasporto stoccaggio lavorazione del prodotto agricolo per fornire olio agli impianti di transesterificazione. Il sottoprodotto che ne deriva (che non è un vero sottoprodotto, ma rappresenta invece il 50% del prodotto finale, sia in termini di peso, sia in valore economico) utilizza una filiera di commercializzazione (quella dei mangimi) che è totalmente diversa e implica un vero e proprio altro mestiere.

Gli agricoltori oltre al contratto di coltivazione, che implica comunque una rete commerciale a loro dedicata, vanno seguiti con un servizio di assistenza tecnica che poggi anche su centri di ricerca specifici.

2.3 *Prodotti del tutto nuovi*

Un terzo gruppo è quello degli impianti che si approvvigionano di prodotti da coltivazioni del tutto nuove, che impongono un *cambio radicale di impostazione aziendale*, la coltivazioni di biomasse legnosa da usare nelle centrali elettriche è un settore del tutto nuovo, dove la genetica, la tecnica colturale, i sistemi di raccolta e stoccaggio, sono in via di studio e sperimentazione.

In questo caso l'assistenza tecnica, la ricerca e la sperimentazione sono ancor più necessari. Ma ci vogliono anche risultati e prove tangibili, verificate e pubblicate da organi super partes, studi che diano certezza del risultato economico ottenibile.

2.4 *Prodotti che implicano un impianto aziendale*

Un quarto gruppo è quello che per il volume e il basso costo del prodotto agricolo che trasforma, ma anche per vantaggi fiscali e organizzativi che si possono evidenziare, comporta la *costruzione di un impianto aziendale* o tutt'al più consortile. Mi riferisco ad esempio agli impianti di biogas da fermentazione anaerobica, che usano in generale digestori aziendali che fermentano deiezioni animali e/o trinciato di mais o di sorgo. Macchine per lo più artigianali che solo ultimamente sono state studiate e costruite da ditte industriali che danno qualche maggiore sicurezza di risultato, ma comunque ancora nessuna concreta garanzia.

Oltre a tutto quello che abbiamo elencato nei punti precedenti, qui ci vuole il sostegno finanziario per la costruzione dell'impianto oltre naturalmente all'assistenza tecnica per la sua gestione, che non sempre la ditta costruttrice fornisce.

3. LE AZIONI LEGISLATIVE

Lo sviluppo di questi impianti e del mercato agricolo che ne deriva, poggia su due azioni legislative nazionali, attraverso cui si rende economico un settore che ancora non lo è, nei confronti dell'energia da fonti fossili.

Credo che la strada imboccata dal governo italiano sia la strada giusta. Questa volta ha avuto due meriti: di aver copiato un po' dall'estero (la legislazione francese) e di non aver cambiato impostazione al cambio di governo, non buttando quindi via quello che aveva fatto il governo precedente.

L'azione legislativa che interessa agli agricoltori poggia su tre azioni:

1. l'obbligo dell'uso;
2. gli aiuti diretti alla coltivazione;
3. la priorità alla filiera agricola.

3.1 *Biocarburanti*

La *Legge n. 81 dell'11 marzo 2006* ha perseguito di fatto questi due obiettivi:

1. l'obbligo di miscelazione;
2. la filiera agricola certificata.

Sono due importantissimi obiettivi che sono stati confermati e migliorati dalla recente finanziaria, ma che dovranno essere ancora migliorati dai prossimi decreti attuativi e dai regolamenti.

L'obbligo di miscelazione di fatto, senza influire sul bilancio dello Stato con misure defiscalizzanti, in questo momento improponibili (ricordiamo che le accise oggi rappresentano un introito fondamentale del bilancio dello Stato), crea un mercato dei biocarburanti che si dovrebbe autosostenere basandosi sui costi di produzione e addossando questi maggiori costi alle ditte petrolifere, quindi di fatto sui consumatori.

Il ricorso alla *filiera agricola certificata* e tracciabile è stato l'unico sistema per potere dare una preferenza a un mercato nazionale rispetto a una globalizzazione che anche nel sistema bioenergetico porterebbe grossi vantaggi ai prodotti di importazione.

È chiaro che questo sistema sta in piedi se si stabiliscono e si fanno rispettare le opportune sanzioni ai disobbedienti (la legge finanziaria prevede che siano proporzionali e dissuasive) e se il privilegio della filiera agricola sarà consistente.

È anche opportuno sottolineare che i mercati devono essere sostenuti da una importante domanda locale che deve poggiare su industrie nazionali, che

devono creare il mercato, che per forza devono inizialmente reperire all'estero il prodotto e che solo così e successivamente possono far nascere la filiera nazionale.

3.2 *Produzione di energia elettrica*

L'altro puntello legale su cui poggia la produzione di energia da fonti alternative è il sistema dei *certificati verdi* (Dl n. 79 del 1999); anche questo di fatto è un sistema che scarica sul consumatore l'onere ecologico addossandolo alle industrie inquinanti.

I certificati verdi sono comunque un validissimo incentivo allo sviluppo di impianti sia industriali che aziendali per la produzione di energia elettrica.

Qui sarebbe opportuno alzare il limite degli anni di validità dei certificati che sono oggi 8 + 4 e che in Germania sono 20 sempre per garantire una certezza agli investimenti.

3.3 *Aiuti diretti alla coltivazione di colture energetiche*

3.3.1 Legislazione europea

Sullo sviluppo delle agroenergie, poi, dovrà fare qualcosa l'Europa che con la strategia che ha iniziato dovrà anche sostenere le coltivazioni con qualcosa di più dei 45 €/ha che oggi sono previsti, se vogliamo essere competitivi con il prodotto che arriva dall'estero (costi più bassi e coltivazioni più produttive, non potremo mai essere competitivi con la canna da zucchero brasiliana o con la palma thailandese).

Scrivono Ulrich Beck a proposito della nuova strategia ambientale lanciata da Barroso nei giorni scorsi: «anche gli euroscettici più incalliti devono riconoscere che l'Ue rappresenta il soggetto ideale di una politica di contrasto al mutamento climatico e che ora il presidente della Commissione Europea Barroso ha colto questa opportunità prescrivendo ai Paesi europei una rivoluzione postindustriale, anche nell'intento di rilanciare l'utilità dell'Europa per gli interessi vitali dei suoi cittadini. Solo con il bilancio europeo di molti miliardi di euro si possono effettivamente avviare innovazioni tecnologiche, dalle energie alternative alle tecnologie per il risparmio energetico».

3.3.2 Legislazione regionale

Diverso sarà il compito delle singole Regioni che questo sviluppo delle energie agricole dovranno sostenere.

Io posso testimoniare lo sforzo della Regione Lombardia che ancora dal '99 ha sostenuto le piantagioni di biomasse, che erano allora totalmente sconosciute e così facendo ha generato non solo un certo numero di agricoltori che si sono esercitati in questa pratica, ma soprattutto alcuni ricercatori e vivaisti che si sono impegnati nella ricerca di nuovi cloni e nello studio di nuovi metodi di coltivazione, nella elaborazione di nuove macchine per la raccolta e in nuovi sistemi di stoccaggio. Tutto questo è un percorso ancora in itinere e lontano dall'essere terminato, ma ha tuttavia rivelato la validità del metodo (si è passati dai 15 ai 45 ton/ha /anno). Restano, però, ancora delle zone d'ombra (la ceduzione, lo stoccaggio), ed è quindi con sommo rammarico che ho visto che da quest'anno la Lombardia non finanzia più il mancato raccolto per 15 anni per gli impianti di biomasse. È sinceramente un peccato che uno sforzo così grande non venga portato a compimento.

Ancora le Regioni sono chiamate a trasformare in atti concreti i buoni propositi del governo, che recentemente ha elaborato un Programma Nazionale di ristrutturazione del settore bieticolo saccarifero destinando a questo settore, da una parte, 42,63 milioni di euro per gli agricoltori che hanno diminuito o dimesso la propria quota di bietole e, dall'altra, 85,27 milioni di euro per la riconversione industriale degli zuccherifici dimessi.

Per l'una e per l'altra provvidenza si fa riferimento alle attività di produzione di energia rinnovabile da fonti agricole e sarà quindi compito delle Regioni utilizzare e destinare al meglio tali provvidenze per fare partire sulla giusta via un settore che è stato ormai definito strategico.

3.3.3 Il regime fiscale

Anche per quanto riguarda gli aspetti fiscali si è ben fatto, con la legge di orientamento di due anni fa, equiparando il reddito da energia e da calore a quello agricolo e, quindi, di fatto detassando tutto il valore aggiunto che supera il valore agricolo del prodotto.

Questo sistema dovrebbe alla lunga privilegiare gli impianti aziendali, che è sicuramente un obiettivo valido e condivisibile perché così si forma il tessuto connettivo radicato sul territorio.

4. QUALI SONO LE PAURE

Abbiamo visto fino a qui gli aiuti per gli agricoltori, ma il nuovo approccio alle bioenergie non è privo di problemi.

- Innanzitutto un settore così innovativo lascia grandi spazi di rischio e libero accesso agli *avventurieri* e agli *imbonitori*, ossia personaggi senza scrupoli che vendono prodotti e impianti miracolosi senza possibilità di controllo.
- Un altro pericolo è quello di lasciare spazio a impianti che, anche se perfetti e corrispondenti puntualmente a quanto promesso, in pochi anni *possano diventare obsoleti* per la scoperta di nuove tecniche di lavorazione o di varietà di piante per coltivazioni più produttive.
- Vi è, poi, grande *incertezza sulle nuove coltivazioni*, sui dati di produzione che vengono pubblicizzati, sui tipi di lavorazione, con una assenza di assistenza tecnica e di istituti di ricerca competenti; la scelta agronomica è sempre molto difficile e controversa. Spesso si coltiva più il contributo che la pianta. Si vedono spesso impianti di *short rotation* abbandonati.
- Incertezza sulla catena di distribuzione a valle della produzione agricola, causa una generale *diffidenza atavica per i contratti di coltivazione*, in cui storicamente è stato sempre l'agricoltore l'anello debole della catena, quello che a prezzi crescenti prende il prezzo di contratto e a prezzi calanti non gli ritirano il prodotto. L'industria ha sempre ragione!
- Incertezza sulla validità della scelta agroenergetica rispetto al *valore fondiario* del fondo agricolo. Alcune coltivazioni implicano trasformazioni radicali del fondo (*short rotation* per esempio) che potrebbero diminuire il valore dell'azienda, sia per gli impegni presi a lungo termine, sia per la natura boschiva della coltivazione (un bosco vale sempre meno di un coltivo), sia per il forzato abbandono delle infrastrutture agricole tradizionali (sistema irriguo).
- Incertezza sulla continuità delle *azioni di governo e della politica* in generale in un settore dove la politica detta le condizioni di sopravvivenza, una politica influenzata pesantemente da interessi che con l'agricoltura non hanno niente a che fare (vedi lobby dei petrolieri e beghe di associazioni agricole).

CONCLUSIONI

Si può ben vedere a questo punto come le scelte agricole saranno dipendenti

1. da motivazioni tecniche e da valutazioni di merito sui vari sistemi agroenergetici oggi illustrati;

- ma dipenderanno anche
2. dai contributi pubblici elargiti;
 3. dalle imprese industriali in gioco;
dal sostegno di
 4. abili e credibili operatori di zona;
insomma
 5. dalla filiera, dall'ambiente che di volta in volta si creerà nei vari ambiti produttivi.

Stiamo creando un nuovo mestiere, un nuovo mercato, un nuovo sistema produttivo

- È una grande occasione che non va sprecata
- È una grande speranza del mondo agricolo
- Aiutiamola a diventare certezza

Importanti saranno sicuramente le prossime due giornate di studio che le altre due sezioni dei Georgofili stanno elaborando: quella degli agronomi e quella degli economisti. Solo a conclusione di questi lavori si potrà tracciare un panorama completo del settore e per così dire una classifica di merito delle varie tecniche in gioco.

Mi auguro che questo lavoro dei Georgofili diventi il luogo della conoscenza e del sapere di questo settore e sia messo a disposizione di tutti gli operatori: degli agricoltori, per orientarsi nelle scelte aziendali, degli industriali e dei finanziari per decidere i loro investimenti e infine, ma più importante, dei politici e dei legislatori per fare le leggi e i regolamenti attuativi al fine di raggiungere lo scopo e gli obiettivi che una strategia sulle energie da fonti agricole dovrebbe darsi.

ABSTRACT

What impacts do these technologies have on the agricultural companies?

Technology items that limit or have an impact on the agricultural productions have been highlighted: the techniques and the systems that do not involve no change (maize x bio-ethanol); the contracts of cultivation (vegoils for biodiesel); completely new products (wood biomasses); products that implies an agricultural company system (biogas).

All these productions today for being economic must be supported from legislative

actions: the obligation of the use; the priority to the agricultural value chain; the aids directed to the cultivation; greens or white certificate.

Important is also the favorable impact of the taxation and the fiscal regimen that with the comparison of the yield from energy and heat to that agricultural one privilege the agricultural company systems.

Which are the fears: huckster; obsolete plants; uncertainty on the new agricultural cultivations; distrust for cultivation contracts; land value; uncertainty on politics.

Therefore

The agricultural choices will be dependent:

1. From technical motivations and appraisals of merit on the agroenergetics technologies
2. From the public contributions
3. From the industrial enterprises
4. From the other operating company on the field
5. After all from the value chain

Conclusions

This is a great occasion that should not be lost and' a great hope for the agricultural world; let's help it to become certainty.

I hope that this job of the Georgofili becomes the place of the acquaintance and the knowledge of this field.

Conclusioni

L'approfondita analisi svolta sulle diverse modalità di conversione energetica della biomassa ha consentito di fornire un quadro ampio e articolato delle numerose opzioni tecnologiche e operative offerte al sistema agricolo per assolvere alla sua nuova funzione di fornitori di energia.

La filiera legno appare come una delle più promettenti in termini quantitativi, soprattutto con riferimento alle tecnologie di combustione. Le Colture Legnose a Rapido Accrescimento (CLRA) hanno trovato un notevolmente miglioramento delle tecniche colturali, con una positiva evoluzione dei cantieri di meccanizzazione relativi con una produzione annua di 3-4 tep/ha sono considerate la fonte di biocombustibile più promettente; tuttavia la convenienza economica è tuttora incerta, con valutazioni su costi e profitti che risultano ancora largamente incomplete e, spesso, contraddittorie.

In termini di biomassa disponibile, di grande interesse sono anche i residui di potatura da colture arboree che presentano produzioni molto variabili in funzione delle tecniche colturali, ma il cui potenziale contributo energetico è stimato dell'ordine di 1,4 Mtep/anno.

In costante crescita è la produzione e commercializzazione di pellets che per la loro facilità di impiego stanno riscuotendo crescente successo per il riscaldamento domestico.

Per quanto riguarda i processi, la combustione diretta costituisce, al momento attuale, la tecnica di combustione più utilizzata. Per la produzione di energia elettrica si distinguono i piccoli impianti con ciclo a vapore di fluido

* *Istituto di Ingegneria Agraria, Università degli Studi di Milano*

** *Rafomag Spa, Milano*

organico, con rendimento elettrico dell'ordine del 7-15%, e i grandi impianti a vapore a ciclo Rankine, con rendimenti elettrici del 12-25%.

Le soluzioni tecnologiche adottate vanno dalla semplice produzione centralizzata di energia termica per il teleriscaldamento, con impianti di potenza compresa fra 2 e 10 MW_e e rendimenti del 75-80%, alle centrali di potenza per la produzione di energia elettrica, che presentano taglie di 5-20 MW_e e rendimenti dell'ordine del 20%.

Ampliamente sviluppata in Nord e Centro Europa, poi, è la co-generazione, ossia la combustione combinata di biomassa e carbone in grandi impianti, nei quali il rendimento elettrico raggiunge valori dell'ordine del 30-40%.

Le tecniche di gasificazione e pirolisi consentono di incrementare la qualità energetica della biomassa ottenendo prodotti intermedi solidi, liquidi e gassosi. Esse consentono di alimentare motori a combustione interna o turbine a gas in impianti di generazione di energia elettrica di taglia coerente con l'azienda agricola, anche se le esigenze di gestione e manutenzione di tali impianti, nonché la loro affidabilità, sono ancora tali da rendere poco attrattiva tale tecnologia.

Una tecnologia emergente e di grande interesse, invece, utilizza la gasificazione come base di partenza per nuove tecniche di produzione di bio-combustibili liquidi di seconda generazione, ottenuti con processi di sintesi.

Circa i combustibili liquidi, è stato sottolineato il ruolo centrale a essi attribuito dalla Commissione Europea che indica in circa 27,5 Mha la superficie arabile destinata a tale fine al 2020.

Tuttavia l'agricoltura nazionale, per motivi economici e organizzativi, ha ricoperto in tale settore un ruolo sino a ora marginale e si stima in 0,1-0,2 Mtep/anno il suo potenziale contributo futuro fabbisogno energetico nazionale.

Uno sviluppo significativo dei biocarburanti in Italia, quindi, dovrà necessariamente passare attraverso importanti importazioni di materie prime e/o prodotti finiti, anche su iniziative di imprenditori italiani operanti all'estero.

Di particolare interesse appare il biodiesel che presenta un bilancio energetico ampiamente favorevole e importanti benefici di carattere ambientale.

Circa l'etanolo, invece, il bilancio energetico appare solo moderatamente positivo e la taglia economica degli impianti richiede una attenta pianificazione territoriale dei luoghi di intervento.

La produzione di biogas da digestione anaerobica ha trovato in questi ultimi anni un grande e rinnovato interesse in Italia e in molti Paesi europei.

Oltre all'elevata resa energetica ottenibile con il processo di co-digestione di biomassa diverse unite ai reflui zootecnici, la digestione anaerobica presenta

anche importanti benefici ambientali per la riduzione delle emissioni di metano derivanti dalla gestione e stoccaggio delle deiezioni animali a essa associata.

In termini tecnologici, è la soluzione che meglio si adatta a un processo di produzione di energia integralmente gestito all'interno dell'azienda agricola.

Benché sempre centrata sulla fermentazione delle deiezioni zootecniche, numerose sono le differenti tipologie di substrati utilizzabili per la trasformazione in biogas. Oltre a colture specifiche per uso energetico, vi sono importanti quantità di scarti organici provenienti dall'industria agroalimentare, quali la casearia, la lavorazione dei succhi di frutta, la produzione di alcool, i macelli, la grande distribuzione, ecc.

Vi è però una forte necessità di chiarimento e semplificazione delle norme che regolano la gestione e lo smaltimento degli scarti organici che attualmente costituiscono un pesante vincolo al potenziale sviluppo del settore.

Da quanto visto, quindi, appare come le scelte saranno dipendenti da motivazioni tecniche e da valutazioni di merito sui vari sistemi agroenergetici oggi illustrati, ma saranno condizionate anche diversi fattori al contorno quali i contributi pubblici elargiti, le imprese industriali in gioco e il sostegno di abili e credibili operatori in zona.

In termini generali, poi, va rilevato come a fronte di un grande interesse verso iniziative volte a favorire lo sviluppo energetico delle fonti biologiche rinnovabili, non vi sia un adeguato riscontro nell'attività di certificazione sperimentale delle tecnologie connesse. Come ben sottolineato nell'intervento del dottor Radice Fossati, concreto appare il pericolo di lasciare il campo libero a "imbonitori" che promettono soluzioni mirabolanti e prive di reale fondamento pratico.

Molto, infatti, si legge nelle riviste specializzate di settore circa le grandi possibilità offerte della biomassa, ma quasi completamente assenti sono le notizie su sperimentazioni serie e documentate circa le prestazioni e i rendimenti effettivi dei numerosi impianti realizzati, spesso con contributo pubblico, in questi ultimi anni.

È, quindi, molto forte l'esigenza della messa in essere di alcuni centri di sperimentazione e certificazione distribuiti sul territorio in grado di fornire un adeguato supporto scientifico e sperimentale agli impianti e alle tecnologie proposti dal mondo operativo.

L'uso energetico delle fonti biologiche sta creando un nuovo mestiere, un nuovo mercato e un nuovo sistema produttivo. Costituisce una grande occasione e una grande speranza per il modo agricolo che non va sprecata, ma aiutata a diventare certezza.

Importanti a tale fine saranno certamente i risultati dei lavori delle altre due sezioni del Gruppo di studio dei Georgofili: quello degli agronomi, sulla

produzione di biomassa dedicata e non, e quello degli economisti, sugli aspetti economici e giuridici.

Solo a conclusione di questi lavori si potrà tracciare un panorama completo del settore e per così dire una classifica di merito delle varie tecniche in gioco.

L'augurio è che questo lavoro dei Georgofili diventi il luogo della conoscenza e del sapere di questo settore e sia messo a disposizione di tutti gli operatori: degli agricoltori, per orientarsi nelle scelte aziendali, degli industriali e dei finanziari per decidere i loro investimenti e infine, ma più importante, dei politici e dei legislatori per fare le leggi e i regolamenti attuativi al fine di raggiungere lo scopo e gli obiettivi che una strategia sulle energie da fonti agricole dovrebbe darsi.

Finito di stampare in Firenze
presso la tipografia editrice Polistampa
nel settembre 2008