

Nelle bioraffinerie i processi integrati di produzione di combustibili, energia e prodotti chimici

Sergio Miele*, Lara Foschi, Enrica Bargiacchi

Dipartimento di Agronomia e Gestione dell'Agroecosistema
Via San Michele degli Scalzi 2, 56100 Pisa

Data di presentazione: 18 giugno 2007

Data di accettazione: 5 novembre 2007

*I cambiamenti non accadono finché le alternative
non divengono meno dolorose dello status quo*
Autore sconosciuto

Riassunto

Il quadro delle energie rinnovabili è in rapida evoluzione e desta interesse sia a livello politico che della società civile, soprattutto perché capace di suscitare aspettative in ordine ai problemi di compatibilità ambientale, ai fini del contenimento delle emissioni di gas serra. Il presente lavoro ha l'obiettivo di esaminare le possibilità offerte, in questo ambito, dalle bioraffinerie, vale a dire da impianti che integrano i processi di conversione delle biomasse al fine di dar luogo a biocombustibili, energia elettrica e prodotti biochimici. Particolare attenzione viene rivolta ai processi produttivi relativi al biodiesel, bioetanolo e al biogas, facendo un quadro dell'attuale situazione mondiale e mettendo in luce problemi, prospettive e possibili tematiche d'inserimento della ricerca agronomica e biotecnologica; inoltre, si evidenzia come la produzione di biomasse da "processare" nell'ambito delle bioraffinerie porterà, giocoforza, ad un recupero, nell'agricoltura *non food*, del concetto della massimizzazione della produttività sull'unità di superficie.

Parole chiave: bioraffineria, biodiesel, bioetanolo, biogas, bioenergia.

Summary

BIOREFINERIES TO INTEGRATE FUEL, ENERGY AND CHEMICAL PRODUCTION PROCESSES

The world of renewable energies is in fast evolution and arouses political and public interests, especially as an opportunity to boost environmental sustainability by mitigation of greenhouse gas emissions. This work aims at examining the possibilities related to the development of biorefineries, where biomass conversion processes to produce biofuels, electricity and biochemicals are integrated. Particular interest is given to the production processes of biodiesel, bioethanol and biogas, for which present world situation, problems, and perspectives are drawn. Potential areas for agronomic and biotech researches are also discussed. Producing biomass for biorefinery processing will eventually lead to maximize yields, in the non food agriculture.

Key-words: biorefinery, biodiesel, bioethanol, biogas, bioenergy.

* Autore corrispondente: tel.: +39 050 599213; fax: +39 050 540633. Indirizzo e-mail: smiele@agr.unipi.it.

1. Introduzione

Viene definita “bioeconomia sostenibile” quella in cui le foreste e la superficie agraria utilizzabile forniscono non solo alimenti e fibre tessili, ma anche opportunità ambientali (acqua e aria meno inquinate e riduzione dei gas serra), energia, prodotti chimici e materiali rinnovabili (Layzell e Page, 2006) (Fig. 1).

Questo concetto si sposa, a livello operativo, con quello di bioraffineria, vale a dire un impianto che integra i processi di conversione delle biomasse ed è attrezzato per produrre biocombustibili, energia elettrica e prodotti biochimici (Nipp, 2006) (Fig. 2). La bioraffineria è analoga ad una raffineria di petrolio in cui una singola materia prima, in questo caso rinnovabile, viene frazionata in una molteplicità di *commodities*, in cui il rapporto quantitativo tra i vari prodotti dipende dalla loro rispettiva domanda di mercato (Liu et al., 2006).

Nella bioraffineria vengono utilizzate tutte le componenti delle biomasse per produrre alimenti (per l'uomo e gli animali), combustibili, prodotti chimici, materiali diversi nell'ottica di pervenire a prodotti biocompositi, calore e energia in proporzioni che massimizzano lo sviluppo sostenibile di questo tipo di economia (Nipp, 2006; Ragauskas, 2006) (Fig. 3).

Perché è il momento di pensare alla bioeconomia? I consumi petroliferi, in particolare di benzina e distillati medi, stanno crescendo in modo veramente rilevante. È soprattutto il continente asiatico (la Cina in particolare) che fa segnare il massimo tasso di crescita all'anno, a fronte di un'Europa che rimane su posizioni costanti, e di un Nord America in lieve crescita. Su posizioni nettamente inferiori si attesta il resto del mondo che, comunque, fa registrare, nel tempo, un modesto incremento (Fig. 4).

Ne consegue, quindi, che la biomassa può diventare sempre più un'alternativa credibile sotto il profilo economico. Infatti, se la domanda d'energia continua a crescere più rapidamente delle disponibilità, le opportunità per la bioeconomia diventeranno, giocoforza, maggiori. Il tutto è ben evidenziato dal fatto che i rapporti di prezzo tra petrolio e *commodities* agricole sono cambiati in modo veramente significativo nell'arco del decennio 1995-2005 (Fig. 5) e ciò lascia chiaramente intravedere le nuove opportunità per chi opera nel settore primario: agricoltura e foreste (Adams, 2006).

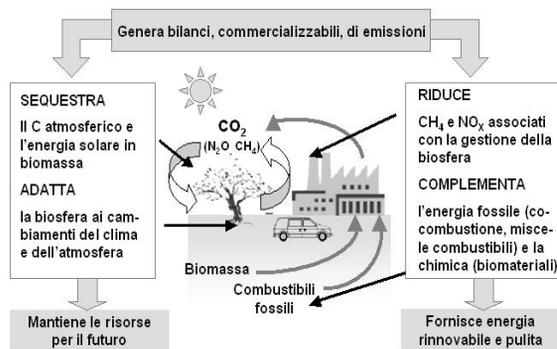


Figura 1. Bioeconomia sostenibile (Layzell e Page, 2006).

Figure 1. Sustainable bioeconomy (Layzell e Page, 2006).

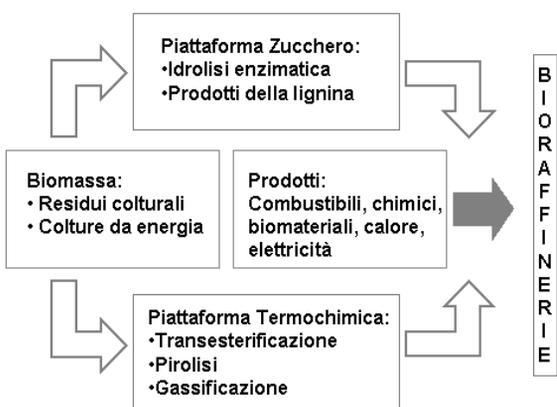


Figura 2. Le filiere associate alle bioraffinerie (Nipp, 2006).

Figure 2. Production chains related with biorefineries (Nipp, 2006).

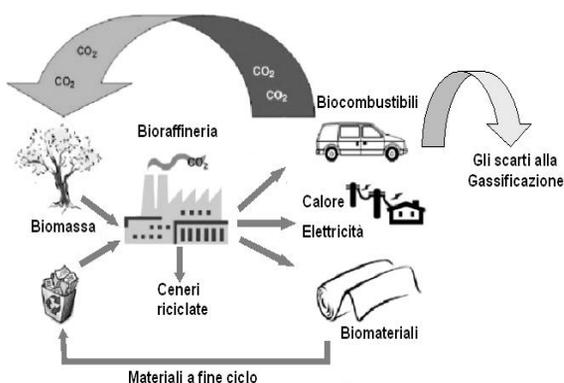


Figura 3. Ciclo completamente integrato di produzione di biocombustibili, biomateriali e bioelettricità da fonti agroforestali per un'economia sostenibile (Ragauskas et al., 2006).

Figure 3. The fully integrated agro-forest biofuel-biomaterial-biopower cycle for a sustainable economy (Ragauskas et al., 2006).

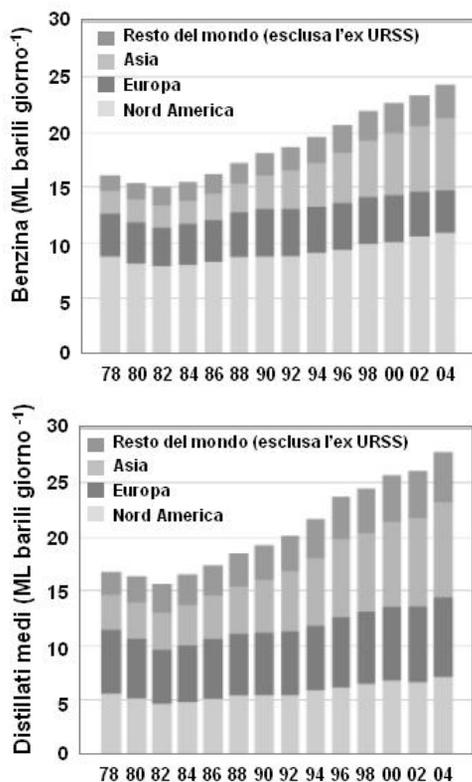


Figura 4. Consumo di prodotti petroliferi: benzina e distillati medi (1 barile = 158.76 L) (Anderl, 2006).

Figure 4. Oil-based product consumption: gasoline and middle distillates (1 barrel = 158.76 L) (Anderl, 2006).

Altri benefici della bioeconomia sono collegati alla possibilità d'intervento sui gas serra e sulla qualità dell'aria e dell'acqua. Inoltre, ponendo l'accento sulle potenzialità di sviluppo

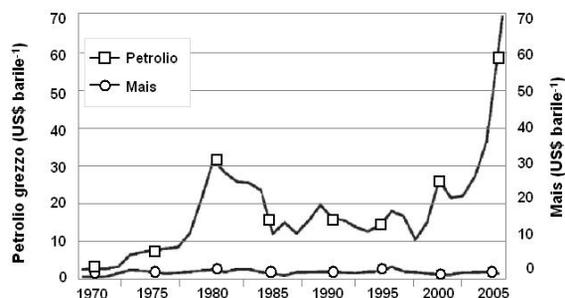


Figura 5. Andamento dei prezzi del petrolio e del mais (1 bushel mais = 25.4 kg) (DOE, 2006).

Figure 5. Trend of oil and corn prices (1 bushel corn = 25.4 kg) (DOE, 2006).

delle energie rinnovabili, è facile intuire che le riserve fossili di energia avranno una maggiore durata e che, soprattutto, il petrolio potrà essere utilizzato per finalità produttive più qualificate rispetto all'attuale, vale a dire prevalentemente come combustibile. Di non minore importanza appare per il mondo agricolo la formidabile opportunità, incluso il settore della forestazione, di continuare a mantenere una conveniente ruralità, a garanzia del controllo delle filiere agro-alimentari e del territorio.

Il passaggio da un'economia basata sugli idrocarburi del petrolio ad una in cui le materie prime sono di origine vegetale ad alto tenore di ossigeno funzionalizzato è previsto che possa determinare opportunità veramente interessanti per l'industria chimica (Tab. 1).

Per esempio, l'uso dei carboidrati come materia prima, eliminerà la necessità di costosi pro-

Tabella 1. Principali costituenti delle piante (Magdzinski, 2006).

Table 1. Plant main components (Magdzinski, 2006).

Costituenti	Granella di mais	Residui colturali	Piante erbacee	Legno duro	Residui conifere con corteccia
Minerali e estrattivi		13	10	5	15,1 (in etanolo/toluene)
Lignina		17	15	22	0,7 (acido-solubile) 29,3 (acido insolubile)
Minerali e Solubili in acqua calda	2 (+ lignina)				3,1
Oli	8				4,4
Proteine	9				
Amido	70				
Cellulosa	3	38	45	50	
Emicellulose	6	32	30	23	
Glucani					30
Galattani					2-3
Mannani					11,6
Pentosi					3,5

cessi ossidativi che caratterizzano l'industria del petrolio. I carboidrati della biomassa forniranno un efficiente percorso per l'ottenimento di prodotti come alcoli, acidi carbossilici, esteri, tutti già perfettamente biocompatibili, prescindendo dalla necessità di costose trasformazioni, ad esempio a livello di stereoisomeria.

Di recente, il DOE (Department of Energy) degli Stati Uniti ha identificato 12 sostanze chimiche presenti nella biomassa come le più promettenti dal punto di vista delle successive trasformazioni chimiche: 1,4 diacidi a 4 atomi di carbonio (succinico, fumarico, malico); gli acidi 2,5-furan dicarbossilici (FDCA), 3-idrossipropionico (3-HPA), aspartico, glutarico, glutammico, itaconico, levulinico; 3-idrossibutirrolattone, glicerolo, sorbitolo, xilitolo/arabinitolo (Warpy e Petersen, 2005).

Mentre il frazionamento del petrolio, come è noto, avviene per semplice distillazione (*cracking*), quello delle biomasse richiede invece processi più complessi, in taluni casi al limite delle attuali conoscenze scientifiche e tecnologiche. In futuro si pensa che le bioraffinerie valorizzeranno dapprima le frazioni a maggior valore aggiunto presenti nella biomassa (fragranze, aromi, nutraceutici e frazioni alimentari) per poi processare i polisaccaridi e la lignina in materie prime per biomateriali ad alto valore aggiunto (nanocellulose, emicellulose, lignina per fibre di carbonio), prodotti chimici (Tab. 2) e biocombustibili (etanolo, butanolo, dimetil etere, biodiesel e biobenzine). Quest'ultima fase, attualmente, richiede pretrattamenti di depolimerizzazione dei materiali lignocellulosici per rendere la matrice più accessibile agli enzimi. Già ora gli sforzi sono orientati all'impiego di microrganismi in grado di produrre cellulasi e attuare la fermentazione ad etanolo, oppure

alla produzione di piante dotate di enzimi endogeni, ad esempio cellulasi *in-situ* nella parete cellulare, che possono essere attivati per via chimica subito prima della raccolta.

2. I biocombustibili

Un capitolo centrale della bioeconomia è costituito dalle bioenergie, ed in particolare dallo sviluppo di combustibili liquidi per autotrazione derivati da fonti rinnovabili, come biodiesel e bioetanolo (Hunt, 2006a) (Figg. 6-7).

I biocombustibili sono una recente "riscoverta": all'Esibizione Mondiale di Parigi del 1898, Rudolph Diesel effettuò una dimostrazione del suo motore utilizzando olio di arachidi, mentre nel 1908 il famoso modello T della Ford era mosso da bioetanolo prodotto da uno degli impianti che la Ford possedeva, insieme alla Standard Oil, nel Midwest americano.

I biocombustibili sono essenzialmente un modo per convertire l'energia solare in forma liquida attraverso la fotosintesi. Pertanto, le produzioni potenziali variano in rapporto alla coltura che viene considerata, con un chiaro vantaggio delle specie C4 rispetto alle C3.

I fattori che hanno decretato lo sviluppo del settore dei biocombustibili sono di vario ordine (Anderl, 2006):

- *Ambientali:*

- Limiti per le emissioni di CO₂: solo negli USA l'uso dell'etanolo ha ridotto nel 2005 le emissioni di CO₂ di 8 Mln t anno⁻¹ (Mln = Milioni), pari alla CO₂ emessa da 1,2 Mln di automobili, con l'obiettivo di arrivare in pochi anni a ridurre dell'80% (base 2002) le emissioni legate al settore del trasporto.

Tabella 2. Prodotti chimici noti per i quali esiste un processo di produzione da intermedi "bio", anche se al momento non efficiente sotto il profilo dei costi (Van Orsouw, 2006).

Table 2. Known chemical products with a production process based on "bio" intermediates, however not cost-efficient yet (Van Orsouw, 2006).

Polimeri	Vendite MD US\$	Via Biotecnologia
Polietilene	~ 30	Etilene da bioetanolo
Poliuretano	~ 14	Bio polioli
ABS (resine acilonitrile-butadiene-stirene)	~ 8	Butadiene da acido succinico
Fibre acriliche	~ 4	Acrilonitrile da 3 idrossipropionico
Nylon 6,6	~ 4	Acido adipico da acido succinico
Resine insature di poliesteri	~ 3	Anidride maleica da acido succinico
Poliacrilammide (escluse le applicaz, superassorbenti)	~ 2	Acrilammide da 3HP
Nylon 6	~ 2	Caprolattame da fermentazione

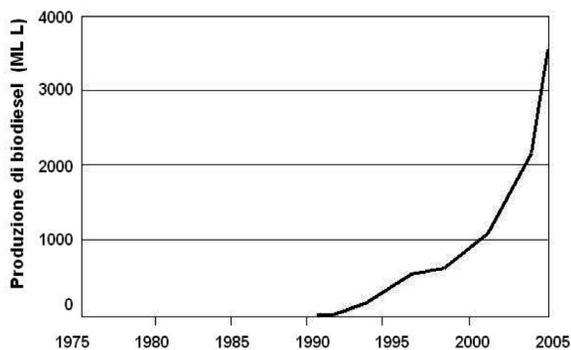


Figura 6. Produzione mondiale di biodiesel (Hunt, 2006a).

Figure 6. World biodiesel production (Hunt, 2006a).

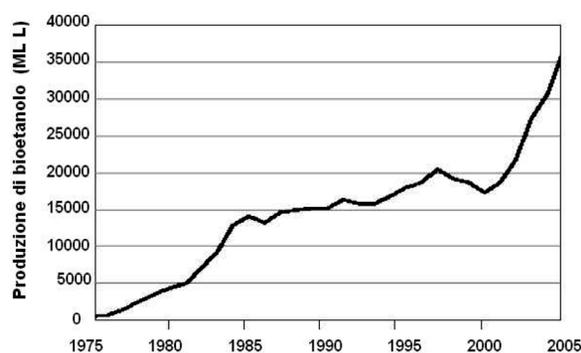


Figura 7. Produzione mondiale di bioetanolo (Hunt, 2006a).

Figure 7. World bioethanol production (Hunt, 2006a).

- Bilancio energetico positivo.
- Sostenibilità ed efficienza ecologica.
- Prospettiva, per il bioetanolo, di arrivare in tempi brevi a sostituire l'amido con materiali ligno-cellulosici, così da disporre di masse maggiori utilizzabili nei processi di bioraffineria, senza che si generi competizione con il settore *food*.
- **Sociali:**
 - Mantenimento della ruralità, in virtù di reali prospettive di sviluppo.
 - Verticalizzazione dell'economia agricola attraverso processi integrati.
 - Minore dipendenza per i combustibili da fonti non rinnovabili.
- **Economici:**
 - Alti prezzi del petrolio e del gas naturale.
 - Sicure prospettive di ritorno degli investimenti.
 - Migliori risultati economici degli attuali processi produttivi, con ottime prospettive per il

futuro data l'enorme dimensione del mercato di riferimento. In altri termini il pericolo delle sovrapproduzioni non sembra veramente esistere.

- Incentivi a livello di fiscalità (tasse ed accise).
- Progressi tecnologici a livello di processo.

In base a quanto sopra, emerge chiaramente che le bioenergie non vanno più considerate come un esercizio teorico, ma come un'opportunità economica da cogliere. Al riguardo, è interessante osservare la posizione assunta dal governo degli Stati Uniti. Il Presidente Bush, nel messaggio sullo stato dell'Unione del 31 gennaio 2006, ha affermato che "per l'America il petrolio è una droga" e che "l'obiettivo è sostituire più del 75% del petrolio importato dal medio Oriente entro il 2025". Per far questo, sono necessari ulteriori sviluppi nella ricerca dei biocombustibili, quali ad esempio l'etanolo, che non dovrà derivare solo dal mais, ma anche dai *chips* di legno e da piante da cellulosa come ad esempio il *Pennisetum*; "Tutto ciò comporterà un eccezionale miglioramento a livello dell'ambiente, consentirà di superare l'attuale economia basata sul petrolio per fare della nostra dipendenza dal petrolio medio-orientale una cosa del passato".

Quanto sopra sintetizza i risultati di uno studio di fattibilità rilasciato dall'USDA e dal DOE a fine 2005, dal titolo emblematico *A Billion-ton Feedstock Supply for a Bioenergy and Bioproducts Industry*, secondo il quale entro il 2030 l'obiettivo delle bioenergie negli USA sarà quello di coprire l'equivalente dell'attuale 30% del consumo di petrolio. Ciò richiederà oltre 1 MD di t anno⁻¹ di s.s. da biomasse (MD = Milardi), che costituisce un volume pari a 5 volte l'attuale consumo da parte di questo settore *non food* (Tab. 3).

Tabella 3. Sintesi dello studio di fattibilità del DOE per gli USA nel settore delle bioenergie (DOE, 2006).

Table 3. Synthesis of DOE's bioenergy feasibility study for the USA (DOE, 2006).

	Produzione	Contributo energetico
Mt anno ⁻¹ (%)	EJ anno ⁻¹	
Foreste	334 (27)	5,3
Agricoltura (residui e colture dedicate)	906 (73)	14,5
Foreste urbane (*)	?	?
Totale	1.240 (100)	19,8

(*) Raccolta differenziata di rifiuti cellulosici, potature del verde urbano, ecc.

Sulla base dei dati sopra esposti, gli USA sembrano effettivamente in grado di sostituire il 30% del loro attuale consumo di petrolio (circa 230 miliardi di litri all'anno), a patto che operino nell'ambito di un progetto integrato e che la ricerca tecnologica riceva i giusti finanziamenti sia privati che pubblici. Già nel 2004, negli USA, 35 ML t di granella di mais sono state utilizzate nella filiera bioetanolo, con vantaggi a carico del prezzo del mais per gli agricoltori. Secondo l'USDA, l'effetto etanolo sul mais è quello di aumentarne il prezzo di 12 US\$ t⁻¹, facendo crescere il reddito degli agricoltori di oltre 4,5 MD US\$ anno⁻¹ (NCGA, 2006).

Per l'Europa, le stime parlano della possibilità di sostituire non più del 20-25% di combustibili tradizionali con prodotti rinnovabili, persino considerando criteri di stretta sostenibilità a livello di destino della terra e relative scelte colturali, il tutto nell'ipotesi che in parallelo cresca anche l'uso delle bioenergie nei settori extra-trasporti (Hunt, 2006a).

A livello internazionale, vi sono comunque barriere all'importazione di biocombustibili da altre parti del mondo (Hunt, 2006b) (Fig. 8).

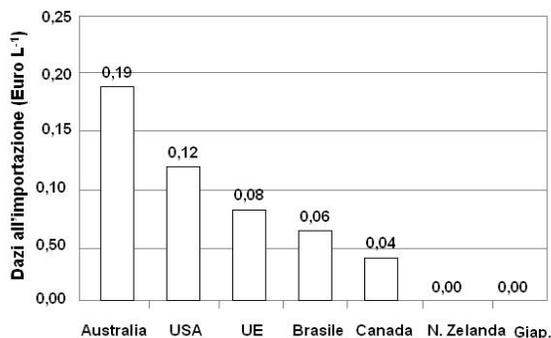


Figura 8. Dazi di importazione di etanolo in alcuni paesi (Hunt, 2006b).

Figure 8. Ethanol import duties in selected countries (Hunt, 2006b).

3. Il biodiesel

È un combustibile definito dalle specifiche internazionali CEN con la sigla FAME (*Fatty Acid Methyl Esthers*), prevalentemente costituito da estere metilico di acidi grassi utilizzabile sia per autotrazione che per riscaldamento, avente le caratteristiche indicate, rispettivamente, nelle norme UNI EN14214 (tab. 4) ed UNI EN14213

Tabella 4. Biodiesel per autotrazione: caratteristiche UNI EN 14214.

Table 4. Biodiesel for transport fuel: UNI EN 14214 properties.

Caratteristica	Unità di misura	Valore		Metodo di misura
		Min	Max	
Contenuto di esteri	% m/m	96,5	-	EN 14103
Densità a 15 °C	kg m ⁻³	860	900	EN ISO 3675 e 12185
Viscosità a 40 °C	mm ² s ⁻¹	3,5	5,0	EN ISO 3104
Flash point	°C	120	-	prENISO/CD 3679
Zolfo	mg kg ⁻¹	-	10,0	prEN ISO 20846 e 20884
Residuo carbonioso	% m/m	-	0,30	EN ISO 10370
Numero di cetano	-	51,0	-	EN ISO 5165
Ceneri solforate	% m/m	-	0,02	ISO 3987
Acqua	mg kg ⁻¹	-	500	EN ISO 12937
Contaminazione totale	mg kg ⁻¹	-	24	EN 12662
Corrosione su lamina di rame	Indice	classe 1	-	EN ISO 2160
Stabilità all'ossidazione (110 °C)	ore	6	-	EN 14112
Acidità	mg KOH g ⁻¹	-	0,50	EN 14104
Numero di Iodio	g I ₂ 100 g ⁻¹	-	120	EN 14111
Metilestere dell'acido linolenico	% m/m	-	12,0	EN 14103
Metilesteri polinsaturi (> = 4 doppi legami)	% m/m	-	1	da valutare
Metanolo	% m/m	-	0,02	EN 14110
Monogliceridi	% m/m	-	0,80	EN 14105
Digliceridi	% m/m	-	0,20	EN 14105
Trigliceridi	% m/m	-	0,20	EN 14105
Glicerolo libero	% m/m	-	0,02	EN 14105; EN 14106
Glicerolo totale	% m/m	-	0,25	EN 14105
Metalli gruppo I (Na+K)	mg kg ⁻¹	-	5,0	EN 14108; EN 14109
Metalli gruppo II (Ca+Mg)	mg kg ⁻¹	-	5,0	EN 14538
Contenuto di fosforo	mg kg ⁻¹	-	10,0	EN 14107

Tabella 5. Caratteristiche del biodiesel per riscaldamento indicate nelle norme UNI EN 14213.

Table 5. Biodiesel for heating: UNI EN 14213 properties.

Caratteristica	Unità di misura	Valore		Metodo di misura
		Min	Max	
Contenuto di esteri	% m/m	96,5		EN 14103
Densità a 15 °C	kg m ⁻³	860	900	EN ISO 3675 e 12185
Viscosità a 40 °C	mm ² s ⁻¹	3,5	5,0	EN ISO 3104
Flash point	°C	120	-	prENISO 3679
Zolfo	mg kg ⁻¹	-	10,0	prEN ISO 20846 e 20884
Residuo carbonioso	% m/m	-	0,30	EN ISO 10370
Ceneri solforate	% m/m	-	0,02	ISO 3987
Acqua	mg kg ⁻¹	-	500	EN ISO 12937
Contaminazione totale	mg kg ⁻¹	-	24	EN 12662
Stabilità all'ossidazione (110 °C)	ore	4	-	EN 14112
Acidità	mg KOH g ⁻¹	-	0,50	EN 14104
Numero di Iodio	g I ₂ 100 g ⁻¹	-	130	EN 14111
Metilestere dell'acido linolenico	% m/m	-	12,0	EN 14103
Metilesteri polinsaturi (> = 4 doppi legami)	% m/m	-	1	da valutare
Monogliceridi	% m/m	-	0,80	EN 14105
Di gliceridi	% m/m	-	0,20	EN 14105
Trigliceridi	% m/m	-	0,20	EN 14105
Glicerolo libero	% m/m	-	0,02	EN 14105; EN 14106
CFPP	°C	-	-	EN 116
Pour Point	°C	-	0	ISO 3016
PCI calcolato	MJ kg ⁻¹	35	-	DIN 51900 1-2-3

(Tab. 5). Il prodotto commercializzato negli Stati Uniti risponde alle caratteristiche indicate nella tabella 6. Nel processo produttivo da 100 kg di olio (colza, girasole o soia oppure grassi animali e oli vegetali di recupero) e 10 kg di metanolo si ottengono 100 kg di biodiesel e 10 kg di glicerina.

Il prodotto, oltre ad essere rinnovabile, è considerato biodegradabile in quanto, se disperso, si dissolve nell'arco di pochi giorni, mentre gli scarti dei consueti combustibili permangono molto a lungo: con una concentrazione di 10.000 ppm, la degradazione primaria media di diversi tipi di biodiesel (esteri etilici e metilici di vari oli vegetali) si aggira intorno all'88% in 28 giorni, contro un valore del 52% per il gasolio fossile (Peterson e Möller, 2005). Gran parte dei vantaggi è legata alla presenza di ossigeno nella molecola (circa l'11%) che ne migliora la combustione, con una significativa riduzione dell'emissioni di CO e di PM10 (del 58%), ed all'assenza di idrocarburi policiclici aromatici e zolfo. Inoltre, garantisce un rendimento energetico pari a quello dei combustibili di origine fossile e, se rispondente alle norme, ha un'ottima affidabilità nelle prestazioni dei veicoli e degli impianti di riscaldamento.

Il biodiesel costituisce la linea operativa che

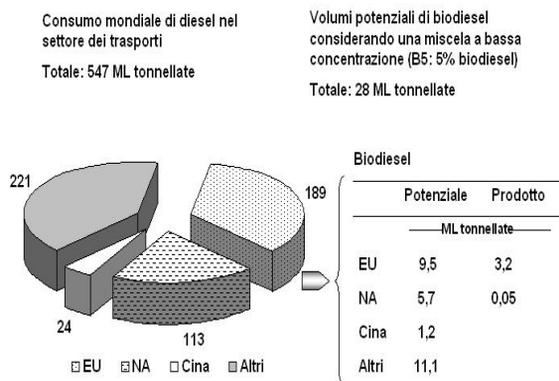


Figura 9. Mercato potenziale del biodiesel (Christensen et al., 2006).

Figure 9. Potential biodiesel market (Christensen et al., 2006).

fino a questo momento ha ricevuto la massima attenzione in Europa (Fig. 9), anche per la relativa semplicità del processo produttivo (Fig. 10) (Christensen et al., 2006).

I maggiori paesi produttori (2005) sono (in ML di litri): Germania (1.920), Francia (511), Stati Uniti (290), Italia (227), Austria (83). Gli Stati Uniti, dopo un periodo di ritardo nell'adottare questa linea, hanno attualmente in costruzione 20 nuovi impianti, concentrati soprattutto nel Midwest. Oggigiorno, circa il 70% de-

ad abbattere l'incidenza unitaria dei costi fissi.

Per il ciclo biodiesel, mentre i produttori europei valorizzano prevalentemente la colza, a partire dalla quale è facile ottemperare alle specifiche richieste dal EN 14214, il 60% dei produttori nordamericani utilizza olio di soia in modo esclusivo ed il 27,2% miscele di oli di provenienza diversa (Jessen, 2006). L'unico impianto USA che opererà interamente con colza è in costruzione in Nord Dakota.

Secondo i dati più recenti (2005/2006) (Fediol, 2006) la produzione mondiale di olio potenzialmente utilizzabile per biodiesel è di circa 96 ML di tonnellate, suddivisa tra palma (33,6), soia (33,5), colza (16,0), girasole (9,7) e cocco (3,2), ma fin da ora ci sono dubbi circa la possibilità in futuro di seguire lo sviluppo di questo mercato. Le capacità di crescita del settore sono quindi legate all'aumento delle superfici e delle rese. Ad esempio, la direttiva UE sui biocombustibili, che prevede di avere il 5,75% di tali combustibili entro il 2010 richiederà il raddoppio delle attuali superfici a colza. Inoltre dovrà essere considerato lo sviluppo di oleaginose non alimentari (*Jatropha curcas* L., ricino), l'uso di grassi animali (grasso bianco e giallo), oli e grassi di recupero (grassi bruni), sottoprodotti della raffinazione degli oli (es. oli acidi per saponi), nonché al miglioramento dell'estrazione di olio dal mais e dal principale sottoprodotto della filiera bioetanolo: i DDGS. Per alcune oleaginose, l'impegno dei Paesi asiatici è molto alto. L'India sta realizzando estese piantagioni di *Jatropha*, una coltura arborea che presenta un'ampia adattabilità e resistenza a condizioni siccitose e che può produrre fino a 1,6 t ha⁻¹ di olio con caratteristiche che consentono il suo diretto utilizzo nei motori diesel. La Malesia sta aumentando di 600.000 ha l'attuale produzione di palma da olio, con l'obiettivo di porsi come principale paese esportatore di biodiesel (10% del mercato globale nel 2007).

L'ampia "base" di materie prime potenzialmente utilizzabili per questo tipo di produzione, mentre tende apparentemente a rendere più flessibile, e quindi sicuro, il loro approvvigionamento (Tab. 7), pone però, a ben vedere, complessi problemi tecnologici che, se non correttamente gestiti, potrebbero screditare i vantaggi di questo biocombustibile.

Nel caso del biodiesel, infatti, è indispensabile rispondere agli standard ASTM/EC. Ad e-

Tabella 7. Principali colture e materie prime per la produzione del biodiesel (Schroeders, 2006).

Table 7. Main crops and raw materials for biodiesel production (Schroeders, 2006).

Tipologia	
Oleaginose	Colza
Proteoleaginose e colture diverse	Senape
	Girasole
	Soia
	Arachide
	Cotone
	Mais (dai DDGS)
	Palma da olio
	Cocco
Derivati animali	Tallow
	Grasso bianco (lardo)
	Grasso giallo
	Grasso di pollame
	Tall oil
Oli di recupero	Oli di frittura esausti (ristorazione)

sempio, secondo Monsanto, non deve essere trascurato il fatto che è necessario partire da oli a basso tenore di acidi grassi saturi e acidi grassi polinsaturi; infatti, la fumosità del combustibile è soprattutto collegata alla percentuale di acidi grassi saturi presenti, tanto che i valori per alcuni grassi animali (25-50% saturi) salgono di quasi il 15% rispetto al biodiesel da soia, il quale, a sua volta, ha una fumosità superiore di oltre il 15% rispetto al diesel da petrolio della tipologia n. 2 USA.

Ai fini delle prospettive future, la ricerca della riduzione dei costi è orientata alla massima valorizzazione dei coprodotti, in particolare la glicerina, che al momento soffre di una congiuntura di mercato per niente favorevole, con prezzi che non superano i 10 UScents kg⁻¹ per il prodotto grezzo. La glicerina naturale è, attualmente, un sottoprodotto dell'industria dei saponi e degli oli, mentre quella sintetica veniva prodotta, fino a tutto il 2005, per idrolisi della epichloridrina ottenuta da propilene e cloro. Il ciclo del biodiesel produce circa il 10% di questo prodotto (solo per gli USA ciò corrisponde a 40-50 ML kg anno⁻¹) (Omni Tech Intl., 2005). La produzione globale ammonta (2005) a circa 1,08 ML t, contro impieghi dell'ordine di 1,05 ML t anno⁻¹ (Fig. 11) che, tradizionalmente, sono quelli del settore dell'igiene della persona (24%) e della bocca (16%), alimentare e bevande, anche per preparazioni *ko-*

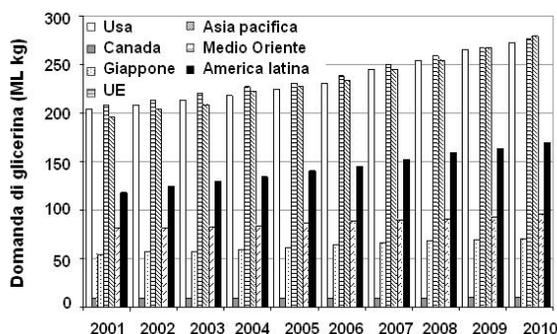


Figura 11. Domanda di glicerina nel mondo (Grooms, 2006a).

Figure 11. Glycerin demand by region (Grooms, 2006a).

sher (23%), oltre agli usi nel settore farmaceutico (7%) e industriale; tra questi ricordiamo la concia del tabacco (12%) e la produzione di polioli uretanici (9%), resine alchidiche (3%), cellophane, esplosivi e altro (6%), mentre quelli più recenti includono: la sostituzione di prodotti in competizione di maggior costo (come sorbitolo e glicole propilenico, ad esempio per la produzione di antigelo per l'industria aeronautica), la conversione a glicole propilenico, la *bio-remediation* (come donatore di idrogeno) e la produzione di aldeide 3-idrossipropionica (un precursore dell'acido acrilico) (Grooms, 2006a). Il prezzo, per gli impieghi più premianti, sale a 0,80-1 US\$ kg⁻¹.

La Solvay ha intrapreso, a riguardo, una interessante inversione di marcia, proprio per far fronte ai cambiamenti che la produzione di biodiesel ha introdotto nel mercato della glicerina ed ha annunciato la costruzione di un nuovo stabilimento, in Francia (a Tavaux), nel quale verrà prodotta epicloroidrina (la cui domanda è in forte crescita) a partire dalla glicerina fornita dalla industria francese produttrice di biodiesel Diester-Industrie, secondo il processo denominato Epicerol (Solvay, 2006).

Sono allo studio anche ulteriori impieghi della "fase glicerina" nei digestori anaerobici nell'intento di elevare le rese di biogas (Miele et al., 2007).

Nella produzione di biodiesel, inoltre, una nuova strada è stata recentemente aperta dal gruppo UOP/Eni con lo sviluppo del processo denominato "Green diesel" (Faraci et al., 2007). Il punto chiave consiste nella trasformazione degli olii vegetali in un diesel di alto pregio (numero di cetano > 80) tramite un trattamento

con idrogeno (*hydro-cracking* con H₂ di raffineria) che porta alla produzione di soli idrocarburi senza composti ossigenati. I co-prodotti che si ottengono sono propano, nafta e *jet fuel* con un limitato sviluppo di H₂O, CO e CO₂. UOP ed Eni hanno annunciato lo start-up della prima unità commerciale nel 2009, a Livorno (250.000 t anno⁻¹).

4. Il bioetanolo

È un alcol organico, conosciuto come alcol etilico, e si produce tutte le volte che una matrice organica contenente zuccheri (o materiali in grado di essere convertiti in zuccheri) va incontro a processi di fermentazione; ad esempio, partendo da glucosio, si arriva ad etanolo e anidride carbonica ($C_6H_{12}O_6 \rightarrow 2 CH_3CH_2OH + 2 CO_2$).

Questo alcol, additivato alla benzina, contribuisce a migliorare la qualità dell'aria perché consente una riduzione delle emissioni di CO, composti volatili e additivi chimici tossici della benzina (es. MTBE), impiegati per aumentare il numero d'ottano, il tutto a temperature del motore inferiori.

Normalmente, per produrre etanolo, si impiega mais, orzo, sorgo, grano, cassava, patata, patata dolce e, nei Paesi caraibici e soprattutto Brasile, canna da zucchero. Più di recente, l'etanolo viene prodotto anche da biomasse lignocellulosiche, quali colture legnose, da fibra e graminacee in genere.

In Europa, l'industria dell'amido trasforma annualmente 12,5 ML t di cereali e 10 ML t di patate dando luogo a 9 ML t di amido e suoi derivati. Di queste, circa la metà è destinata ad impieghi *non food* in varie industrie (tessile, degli adesivi, cosmetica, ecc.) come agente legante, plasticizzante, gelatinizzante e substrato nutritivo. In alternativa, l'amido viene fermentato per la produzione di vari acidi organici (citrico, lattico, polilattico, ecc.), enzimi, lieviti ed etanolo; utilizzato per la produzione di plastiche biodegradabili, poliuretani, resine e detergenti. La destinazione a bioetanolo per autotrazione è invece ancora agli inizi, rispetto ad altre aree del mondo (Carrez e Soetaert, 2006)

Di norma, il mais è considerato – ad esempio negli Stati Uniti – il prodotto più idoneo per la linea bioetanolo, grazie al suo tenore di amido che varia, in funzione degli ibridi e delle con-

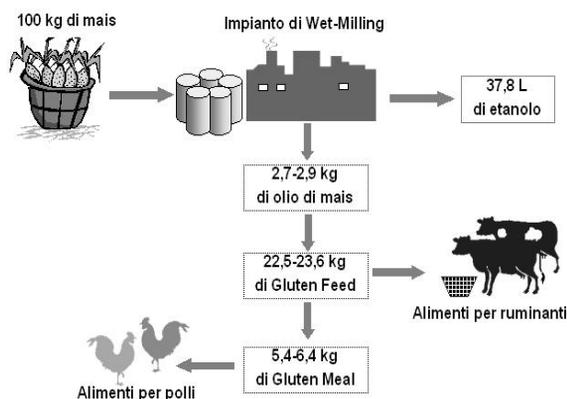


Figura 12. Etanolo prodotto da 100 kg di mais con il processo di wet milling (Shapouri et al., 2004).

Figure 12. Ethanol produced with 100 kg corn by the wet milling process (Shapouri et al., 2004).

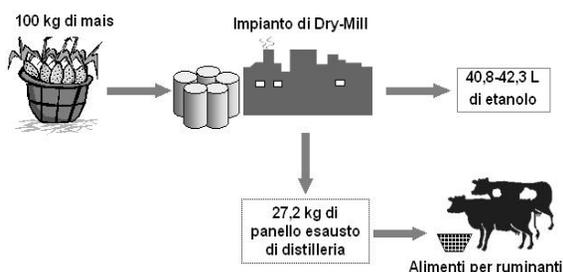


Figura 13. Etanolo prodotto da 100 kg di mais con il processo di dry milling (grinding) (Shapouri et al., 2004).

Figure 13. Ethanol produced with 100 kg corn by the dry milling (grinding) process (Shapouri et al., 2004).

dizioni climatiche dell'annata, in un *range* compreso tra il 65 ed il 72% (base peso della granella) (Syngenta, 2006). Questa frazione, una volta separata, segue tre diverse strade: l'alimentazione, la filiera dei prodotti industriali e quella del bioetanolo. In tal caso, il primo processo è la conversione enzimatica dell'amido in zuccheri, attraverso l'idrolisi dei legami α -1,4- e α -1,6- tra monomeri di glucosio, e quindi la loro fermentazione, attraverso i lieviti, in etanolo e CO_2 . Alla fine del processo le parti solide e l'acqua vengono rimosse, mentre l'alcol etilico viene purificato.

In particolare, con il mais, si hanno due processi produttivi: *wet milling* e *dry grind process*. Il primo (Fig. 12) prevede di tenere la granella in acqua addizionata di SO_2 ad una temperatura di circa 52°C , in genere per 30-40 ore, per

allentare i legami della matrice proteica presente intorno ai granuli d'amido. La percentuale di amido estraibile è compresa tra il 54 ed il 72%. La variabilità si stima dipenda per il 70% da fattori genetici e per il 30% circa da fattori ambientali, compresa la gestione della granella post-raccolta, in particolare per quanto attiene alla percentuale di cariossidi spezzate e alla loro modalità di essiccazione. Quest'ultima, se condotta in modo improprio, può infatti ridurre il tenore di amido estraibile di 5-6 punti. L'amido, una volta purificato dei coprodotti (*gluten feed* e olio di mais), viene trasformato in glucosio e quindi in etanolo, con una resa di circa $37,8\text{ L }100\text{ kg}^{-1}$ di granella di mais.

Il *dry grind process* (o *dry mill*) è quello prevalentemente adottato (circa $\frac{3}{4}$ degli impianti operanti) per il fatto di avere una resa maggiore in etanolo (fino a $42,3\text{ L }100\text{ kg}^{-1}$ di granella) ed un costo dell'impianto inferiore al precedente (Fig. 13). Tuttavia, fornisce coprodotti di minor valore di mercato. Il primo stadio consiste nella macinazione della granella in un molino a martelli. Alla farina si aggiunge acqua ed enzimi per convertire l'amido in zuccheri. Durante il processo il pH viene monitorizzato di continuo e, una volta completata la conversione, si interviene con i lieviti per ottenere etanolo e CO_2 . La frazione solida viene rimossa e quella liquida distillata fino a ottenere etanolo purificato. I coprodotti sono essenzialmente due: anidride carbonica e DDGS (Dry Distilled Grain Solubles). Questi ultimi vengono in genere essiccati e usati come alimento zootecnico di basso valore e tenore proteico (Tab. 8), impiegabile in ragione del 25-30% della s.s. nella razione di finissaggio dei vitelloni, ed in percentuale minore in quelle di vitelli in accrescimento e vacche (Trenkle, 2006). Per un ottimale processo di fermentazione e per non abbattere il prezzo di mercato dei DDGS, è essenziale che la granella risulti esente da micotossine. Sotto questo profilo, è evidente che l'uso di mais resistenti alla piralide, o comunque la lotta a questo fitofago, è di primaria importanza. Tra l'altro, la presenza del gene BT nel mais transgenico non viene rilevata all'immunosaggio ELISA dopo la fase di liquefazione, in dipendenza del riscaldamento subito dalla miscela farina-acqua per attuarne l'idrolisi enzimatica ed una relativa pastorizzazione (Dien et al., 2002) (Fig. 14).

Tutto ciò stimola la ricerca di soluzioni tec-

Tabella 8. Analisi dei DDGS (valori espressi sul 100% della s.s.) (University of Minnesota, 2006).

Table 8. Analysis of DDGS (values expressed on 100% dry matter basis) (University of Minnesota, 2006).

Parametro		Costituenti minerali		Composizione aminoacidica	
Sostanza secca (%)	89,22	Calcio (%)	0,07	Arginina (%)	1,32
grezze (%)	30,92	Fosforo (%)	0,77	Istidina (%)	0,84
Grassi (%)	10,84	Potassio (%)	1,01	Isoleucina (%)	1,17
AH Grassi (%)	4,23	Magnesio (%)	0,30	Leucina (%)	3,56
Fibre (%)	7,20	Zolfo (%)	0,68	Lisina (%)	0,91
Ceneri (%)	6,00	Sodio (%)	0,18	Metionina (%)	0,64
NFE (%)	44,73	Cloro (%)	0,09	Cisterna (%)	0,66
Carboidrati (%)	51,96	Zinco (ppm)	62	Fenilalanina (%)	1,50
ADF (%)	12,19	Manganese (ppm)	19	Treonina (%)	1,14
TDN (%)	86,49	Rame (ppm)	6	Triptofano (%)	0,24
Suino - DE (kcal kg ⁻¹)	4075	Ferro (ppm)	127	Valina (%)	1,57
Suino - ME (kcal kg ⁻¹)	3814				
Suino - NE (kcal kg ⁻¹)	1856				

DE = 4,151 - (122 x %Ceneri) + (23 x %Proteine grezze) + (38 x %Grassi) - (64 x %Fibra grezza).

ME = DE x [1.003 - (0.0021 x %Proteine grezze)], Noblet and Perez (1993).

NE = 328 + (0.599 x ME) - (15 x %Ceneri) - (30 x %ADF), Ewan (1989).

nologiche volte a ridurre le quantità prodotte e riqualificarne la composizione. Tra queste, il frazionamento preventivo della granella, con allontanamento del germe, e il frazionamento degli stessi DDGS per separare olio (da usare per la produzione di biodiesel), cellulosa ed emicellulose (da fermentare). Sono in atto anche ricerche volte al loro impiego in materiali compositi (Iowa State Univ., 2006).

I maggiori paesi produttori di bioetanolo (2005) sono (in ML di litri): Brasile (16.500). Stati Uniti (16.230), Cina (2.000), Unione Europea (950), India (300) (Hunt, 2006a). In Europa è la Francia ad essere particolarmente impegnata verso lo sviluppo di questo settore, con

la previsione di rendere operativi, entro il 2007, impianti per una produzione di oltre 1,1 ML t anno⁻¹, a partire da mais e grano (Madiedo, 2006). Per l'Unione, raggiungere l'obiettivo dell'aggiunta del 5,75% di biocombustibile rinnovabile nella benzina, nel 2010, richiederebbe la realizzazione nei prossimi 4 anni di impianti per 7 ML t anno⁻¹. Per l'Italia, l'obiettivo è sancito dalla legge 81/2006: presenza dell'1% di biocombustibili dal 1° luglio 2006 ed aumento di un punto percentuale all'anno fino al 2010 (Trettenero, 2006).

In prospettiva, oltre al diretto impiego del bioetanolo come combustibile per autotrazione, è in fase di sviluppo il *reforming* dell'etanolo in idrogeno sia per finalità energetiche (celle a combustibile) che come materia prima dell'industria alimentare (idrogenazione dei grassi). Al riguardo, sono in fase di sviluppo anche piccoli impianti che potrebbero trovare sede presso le stazioni di rifornimento dell'idrogeno o come sistemi portabili di generazione di idrogeno (Grooms, 2006b).

Tutto ciò a fronte di maggiori opportunità di sviluppo economico per il futuro. Basti, in proposito, quanto indicato da Brown (2006) per l'Iowa. Al momento, l'impatto della produzione di bioetanolo sull'economia di questo stato USA ha generato negli ultimi 5 anni 5.400 posti di lavoro, a fronte di prodotti venduti nel 2005 pari a 3,4 MD di US\$. A livello di nuovi posti di lavoro, il coefficiente di moltiplicazione è stimato uguale a 7, rispetto a quanto riesce a generare il settore dei servizi. Per il futuro, è

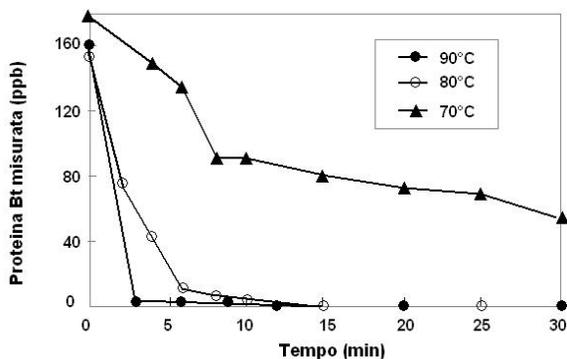


Figura 14. Denaturazione della proteina Bt nella fase di liquefazione del ciclo di produzione del bioetanolo (Dien et al., 2002).

Figure 14. Protein Bt denaturation during the liquefaction step of the bioethanol production process (Dien et al., 2002).

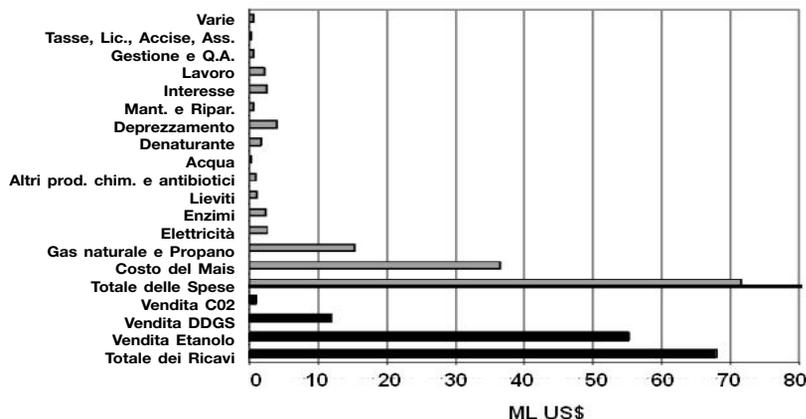


Figura 15. Spese e ricavi di un impianto di bioetanolo in riferimento alla primavera 2005 (Tiffany e Eidman, 2006).

Figure 15. Ethanol plant revenues and costs in Spring 2005 (Tiffany e Eidman, 2006).

previsto invece il seguente impatto: 13.500 posti di lavoro nei prossimi 5 anni e 81.000 per i prossimi venti. A fronte di questo, prodotti venduti pari a 6,25 MD di US\$ entro il 2010 con previsione di crescita a 51 MD US\$ nel 2025. Tutto ciò viene stimato che determinerà un significativo sviluppo rurale, associato a quello manifatturiero dell'indotto. Le precedenti proiezioni si basano su un tasso di sviluppo del settore USA dei combustibili rinnovabili crescente rispetto all'attuale 2% (il bioetanolo fa segnare una crescita del 5%) nei prossimi 5 anni, e sull'obiettivo posto dal DOE per il 2025, cui abbiamo precedentemente fatto cenno.

Per quanto concerne il bioetanolo (EtOH), attualmente, il costo di produzione di 1 gallone (1 gal = 3.78 L) di EtOH da amido di mais negli USA oscilla tra 1,10 e 1,30 US\$, di cui 0,05 US\$ sono a carico della componente enzimatica mentre il 54% dei costi è legato alla materia prima (granella di mais), il 21% al gas naturale ed il 9,5% ai costi d'investimento (Van Orsouw, 2006).

Recenti calcoli sui costi e redditività della produzione di bioetanolo negli USA fanno riferimento ai valori riportati nella figura 15 (Tiffany e Eidman, 2005). Si palesa quindi ancora un problema di redditività del processo, legato prevalentemente al costo della materia prima e delle varie fonti d'energia.

In merito alle materie prime d'origine agricola, l'USDA prospetta un aumento dei prezzi del mais dell'8% (+3,5% le superfici), e dell'olio di soia del 6% entro il 2012. A ciò farà riscontro una diminuzione complessiva del bestiame, causa i prezzi elevati del mais, e un aumento di polli e tacchini in conseguenza delle superiori disponibilità di DDGS a buon mercato (-7% rispetto ai prezzi correnti). Tiffany e Eid-

man (2005) riportano, a fronte di un prezzo del gas naturale di 12,00 US\$ DecaTherm⁻¹ (1 DecaTherm = 1055560 kJ), come varia la redditività di un impianto al crescere del prezzo del mais (Fig. 16) in corrispondenza di tre diversi prezzi di vendita dell'etanolo (in dollari a gallone).

A livello di produttività di biocombustibile, per tonnellata di biomassa secca, il ciclo bioetanolo produce 437.51 L t⁻¹ (9345.64 MJ t⁻¹), mentre la filiera biodiesel dà luogo a 216.67 L t⁻¹ (4138.12 MJ t⁻¹) e il ciclo Fischer-Tropsch 104.17 L t⁻¹ (3580.17 MJ t⁻¹). D'altra parte, questi ultimi due processi, associati ad un ciclo di cogenerazione, possono dar luogo ad una consistente produzione di elettricità, nel rapporto (energia biocombustibile/energia elettrica) 44.7/55.3 per il biodiesel e 36.8/40.4 per il Fischer-Tropsch (al quale si somma una percentuale di output energetico di 22.9 ascrivibile alla benzi-

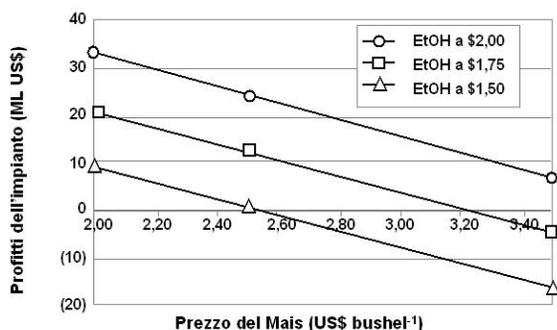


Figura 16. Profitti netti di un impianto *dry-grind* della capacità di 48MD di galloni all'anno di bioetanolo (Tiffany e Eidman, 2006).

Figure 16. Net margins of a 48MD-gal per year dry-grind bioethanol plant for different corn-ethanol price combinations, and a natural gas cost of \$ 12,00 per dekatherm (Tiffany e Eidman, 2006).

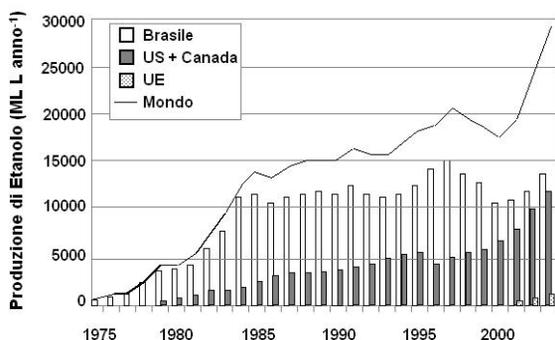


Figura 17. Andamento della produzione di etanolo nel mondo (Anderl, 2006).

Figure 17. Trend of world ethanol production (Anderl, 2006).

na prodotta nel medesimo ciclo). In confronto a quanto appena detto, per il bioetanolo, i rapporti di *output* energetico sono per il 79,6% a favore del biocombustibile e per il 20,4% dell'elettricità (Wu et al., 2006).

Dal 1980 la produzione di bioetanolo è cresciuta progressivamente in tutto il mondo e, in modo particolarmente marcato, nel Nord America a partire dal 2003 (Fig. 17) (Anderl, 2006). La situazione produttiva, relativa all'autunno 2006, per quanto concerne il numero e la dislocazione degli impianti di bioetanolo presenti negli USA ed in Canada si può evincere dalla figura 18. Per quanto riguarda l'Europa il maggior produttore risulta essere la Spagna mentre l'Italia si è attestata, nel 2005, su valori di produzione inferiori all'1% (Tab. 9). A seguito dell'introduzione della direttiva europea sui biocombustibili, è previsto un forte sviluppo del mercato comunitario del bioetanolo ed infatti, anche compagnie straniere stanno investendo in Europa, così come testimonia la *joint venture* (50:50) intrapresa tra la ungherese Bio-Tech-Energy e la CSLM Holding (una compagnia di investimento statunitense) per la prossima costruzione di un impianto in Ungheria che inizierà la produzione nel 2008 (ICIS Chemical business, 2006).

5. Il biogas

La digestione anaerobica è un processo di conversione di tipo biochimico che avviene in assenza di ossigeno e consiste nella demolizione, ad opera di microrganismi, di sostanze organi-

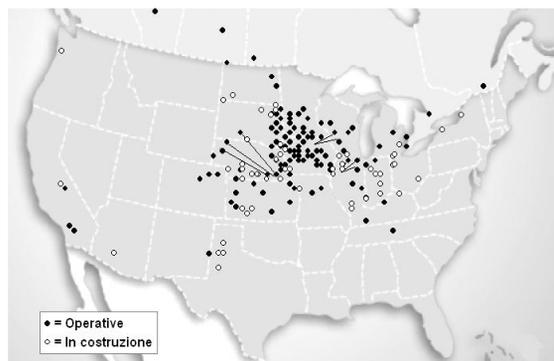


Figura 18. Impianti di etanolo presenti in Nord America e Canada (Biofuels Journal, 2006).

Figure 18. US and Canada ethanol plant map (Biofuels Journal, 2006).

che complesse (lipidi, protidi, glucidi) contenute nei vegetali e nei sottoprodotti di origine animale (fig. 19). A seguito di questo processo, si produce biogas, costituito di norma per il 50-60% da metano e per la restante parte da CO₂ ed altri componenti. Il potere calorifico del gas ottenuto varia, ovviamente, a seconda del contenuto di metano (CH₄). Un prodotto di medie caratteristiche può essere usato, come combustibile, per alimentare caldaie a gas accoppiate a turbine per la produzione di energia elettrica, in centrali a ciclo combinato o anche in motori a combustione interna. La combustione di questo biogas, in un cogeneratore, produce energia elettrica e calore con effetto serra zero. Infatti, le emissioni di CO₂ sono, in tal caso, equivalenti alla CO₂ assimilata dalle piante nel corso del processo fotosintetico.

Tabella 9. Produzione di bioetanolo in Unione Europea (25) nel 2005 (hla: hl anidro) (F.O. Licht, 2006).

Table 9. Bioethanol production in EU (25) in 2005 (hla: hl anhydrous) (F.O. Licht, 2006).

Paese	Volume ML hla	Vol/mondo %	Vol/UE %
Spagna	3,03	0,90	33,19
Germania	1,65	0,49	18,07
Svezia	1,53	0,46	16,76
Francia	1,44	0,43	15,77
Polonia	0,64	0,19	7,01
Ungheria	0,35	0,10	3,83
Finlandia	0,13	0,04	1,42
Lettonia	0,12	0,04	1,31
Lituania	0,08	0,02	0,88
Olanda	0,08	0,02	0,88
Italia	0,08	0,02	0,88
Totale	9,13	2,72	100,00

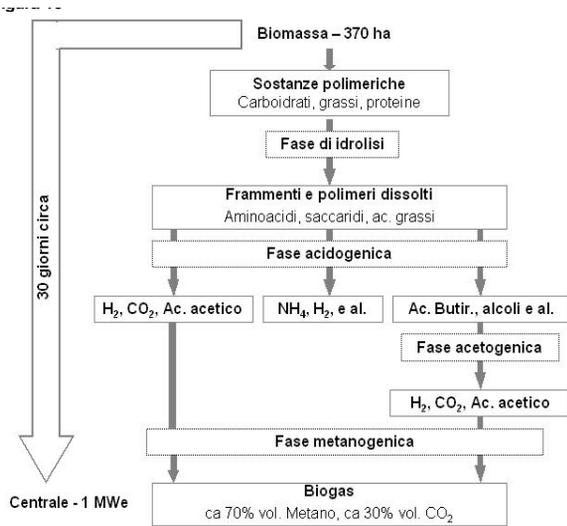


Figura 19. Dalla biomassa al biogas (Kolata e Verccammen, 2006).

Figure 19. From biomass to biogas (Kolata e Verccammen, 2006).

La tecnologia di produzione del biogas è ormai una realtà largamente diffusa in centro e nord Europa e, in misura più contenuta, nel nord Italia. Ad oggi sono operativi oltre 3000 impianti (Fig. 20), in prevalenza della dimensione unitaria inferiore a 1 MWh, in grado di fornire annualmente una produzione fino a 8 GWh. Questa taglia d'impianto rientra nel modulo cosiddetto di "microgenerazione" di energia elettrica, previsto in Italia dal Decreto legislativo 387/2003; impianti più grandi, anche se favoriti a livello d'incidenza del costo d'investi-

mento per kWh prodotto, perdono tuttavia tale regime favorevole e richiedono inoltre, in ingresso all'impianto, un areale di approvvigionamento delle materie prime alquanto svantaggioso a livello di logistica, per le ovvie distanze.

I liquami zootecnici costituiscono la materia prima preferita in virtù del loro costo praticamente nullo (salvo gli aspetti connessi alla gestione e al trasporto a bocca d'impianto); se basata interamente sul loro utilizzo, una centrale da 1 MW ne richiederebbe un quantitativo pari a 120-130.000 m³ anno⁻¹, corrispondenti a 7000 capi adulti. Il vantaggio della digestione anaerobica, in tal caso, è la biostabilizzazione dei liquami, con conseguente abbattimento degli odori. Data però l'ingente quantità di materiale richiesto, la funzionalità di un impianto viene garantita solo in minima parte attraverso l'impiego di pollina o di liquami; a questi, infatti, spesso si aggiungono le biomasse ottenute da colture specificamente prodotte.

Alla fermentazione anaerobica si adattano solo le biomasse non legnose, che vengono valutate in relazione alla loro resa in metano. Al riguardo, la coltura più produttiva è il silo-mais in primo raccolto, seguito dalla successione loiessa/mais, entrambi insilati. Quest'ultima, però, risulta, in molti areali, penalizzata dal maggior fabbisogno idrico e dal consumo energetico legato alla doppia semina e doppio raccolto, nonché dai consueti problemi di cicli produttivi praticamente senza pause. Il silo-mais (al 67% di umidità) fornisce circa 100 m³ di CH₄ a tonnellata. In base al costo massimo della materia prima, attualmente sostenibile da questa tecnologia, pari a 0,2-0,25 € m⁻³ di metano puro, il prezzo massimo di riferimento del silo-mais deve essere di circa 25 € t⁻¹. L'annuale operatività di un impianto da 1 MW, pressoché totalmente alimentato a silo-mais, richiede 20.000 t anno⁻¹ di insilato. In base ad una resa media di 60 t ha⁻¹, sono quindi necessari circa 340 ha di mais, con un costo di approvvigionamento stimato di circa 510.000 € anno⁻¹, in dipendenza dell'utilizzo o meno di aree a *set-aside*. Sempre riguardo alle materie prime, tutti i rifiuti biodegradabili provenienti dalla raccolta differenziata dell'RSU (escluso il legno) possono alimentare un impianto di digestione anaerobica. In tal caso, però, ci si deve riferire ai soli materiali fermentescibili. Al termine del processo, il refluo richiede un post-trattamento di compostaggio, al

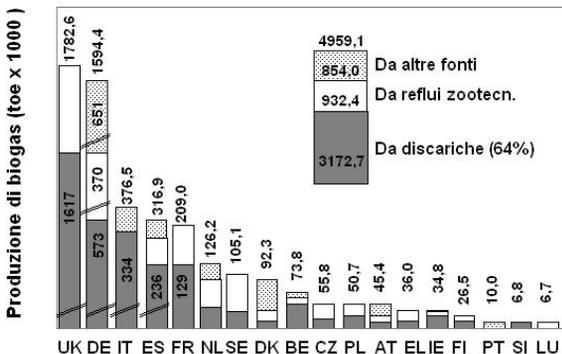


Figura 20. Produzione di biogas nell'Unione Europea a 25 (toe = tonnes oil equivalent) Per "altre fonti" si intendono: colture dedicate, sottoprodotti/rifiuti agricoli, ecc. (Weigel, 2006).

Figure 20. Biogas production in the 25-Europe Union (toe = tonnes oil equivalent) (Weigel, 2006).

fine di sanificarlo, con costi aggiuntivi. Tuttavia, il processo risulta economicamente sostenibile, dato che l'alternativa è rappresentata o dal solo compostaggio (che, a valle, richiede l'impiego di quantità spesso consistenti del compost ottenuto) oppure dalla termovalorizzazione dietro pagamento fino a 50 € t⁻¹ alle municipalizzate dotate degli appositi impianti. Ovviamente, l'utilizzo di rifiuti biodegradabili, a fronte di un costo molto ridotto della materia prima in entrata all'impianto, richiede autorizzazioni più complesse rispetto all'utilizzo di biomassa vegetale/reflui zootecnici, a meno che non siano interessati rifiuti specificatamente ammessi al beneficio dei certificati verdi ai sensi del D.L. 5-5-2006.

Nell'ambito dei rifiuti biodegradabili per l'utilizzo secondo cicli di digestione anaerobica, rientrano anche gli alimenti scaduti, che contengono elevate quantità di energia potenzialmente utilizzabile e che possono costituire un problema per il loro smaltimento secondo le metodiche normalmente utilizzate (discarica). A tale riguardo è in corso di realizzazione, in Umbria, un impianto della capacità di 1 MWe interamente basato sulla digestione anaerobica di materiali solidi e liquidi provenienti dallo sconfezionamento di alimenti scaduti (Miele et al., 2007). A livello tecnologico questa tipologia di materie prime offre interessanti spunti di ricerca, soprattutto in relazione alla gestione dell'ammoniaca libera e alla presenza di sale (NaCl) e antifermentativi.

Gli impianti che trattano le tipologie di materie prime e rifiuti di cui sopra rientrano nella categoria degli IAFR (impianti a fonti rinnovabili) e pertanto sono ammessi all'importante fonte di contributo addizionale, per la produzione di energia elettrica, costituita dai certificati verdi, cosa che non accade con l'utilizzo della RSU.

6. Gli impianti di biogas da 1 MWh

Sotto il profilo operativo, mentre la biomassa si trova all'interno del serbatoio, avviene la fermentazione ad opera dei microrganismi. Il materiale di partenza, tal quale o pre-trattato (operando con alcune tecnologie si prevede infatti un pre-trattamento di macinazione spinta o disgregazione con vapore), viene degradato per via biologica in molecole semplici e contemporaneamente si produce anche una grossa quan-

tità di biogas che viene incanalata in un altro serbatoio, indirizzata alla caldaia e quindi in parte utilizzata per mantenere all'interno del digestore una temperatura costante che inizialmente parte da 33 °C e poi, a regime, si stabilizza intorno a 53 °C. Per contro, se l'impianto è di tipo mesofilo la temperatura viene mantenuta intorno a 38 °C.

I sottoprodotti di tale processo biochimico sono rappresentati da un refluo liquido con caratteristiche fertilizzanti, grazie agli elementi nutritivi (fosforo, potassio, microelementi) della biomassa originaria. È presente anche buona parte dell'azoto, sia in forma ammoniacale che come biomassa microbica. Questa frazione resta così disponibile per la successiva mineralizzazione e, quindi, per l'assorbimento da parte delle colture, una volta che tale refluo viene distribuito al suolo. La permanenza del refluo liquido (90% acqua) all'interno del digestore anaerobico dura in media 30 giorni (Fig. 21).

L'impianto tipico da 1 MWh è costituito da tre componenti principali:

i) un fermentatore, in genere a flusso continuo, provvisto di omogeneizzatore (tritatore-miscelatore) al fine di raggiungere in tempi ridotti un'elevata produzione di biogas; ii) un post-fermentatore; iii) l'impianto di cogenerazione.

È previsto il monitoraggio *online* di tutte le fasi del processo, anche al fine di rilevare tempestivamente eventuali variazioni che interagiscono negativamente sulla produzione del gas.

Negli impianti più avanzati una parte del calore prodotto può essere riutilizzata per scaldare il materiale nel fermentatore oppure per favorirne la disgregazione (pre-trattamento) mentre circa l'8% dell'energia elettrica prodotta vie-

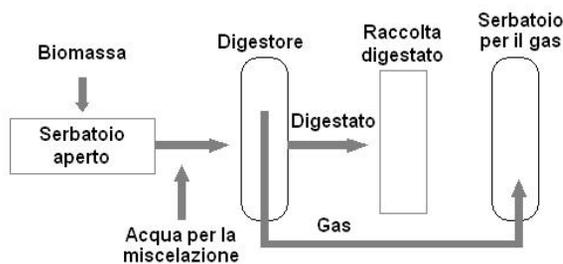


Figura 21. Schema del processo di produzione del biogas (mod. da Gallezot, 2007).

Figure 21. Scheme of biogas production process (mod. from Gallezot, 2007).

ne consumata presso l'installazione. La finalità di questi consumi è anche quella di riuscire a gestire in modo esclusivo anche biomasse fermentescibili ad alta percentuale di sostanza secca come, ad esempio, il silomais.

Aspetti di particolare interesse sono, poi, quelli relativi alla gestione delle emissioni (desolforizzazione microbiologica) e degli effluenti. Il prodotto finale della digestione è costituito per il 90% da acqua. Questa può essere allontanata ed usata per l'irrigazione delle colture o sottoposta a fitodepurazione, mentre la fase solida, opportunamente separata, può essere destinata al compostaggio o alla pellettizzazione e, quindi, usata direttamente come ammendante o, in prospettiva, come matrice organica per la produzione di fertilizzanti organo-minerali. In alternativa, l'intero digestato può essere iniettato nel suolo con macchine tipo BIG-A.

7. Le prospettive

Siamo attualmente alla prima generazione, per quanto attiene alla produzione di biocombustibili (Ulrich, 2006), vale a dire si hanno, sempre facendo riferimento agli USA:

- per il bioetanolo: una produzione superiore a circa 15 MD di litri, inizialmente gestita da strutture cooperative finanziate dagli agricoltori, con successivo inserimento di finanziatori istituzionali e società di capitale. I temi in discussione riguardano la tipologia delle materie prime, il valore dei coprodotti e l'energia ricavata;
- per il biodiesel, oltre 400 ML di galloni, inizialmente prodotti nell'ambito di piccoli im-

pianti con tecnologia sviluppata localmente. La scarsa qualità tecnologica del prodotto ne ha, giocoforza, limitato gli impieghi a settori in grado di valorizzare un biocombustibile ad elevata fumosità e ad alto costo per l'utenza (fino al 2006 la maggior parte del biodiesel di produzione statunitense era assorbita dalla marina militare). I temi in gioco sono molto simili a quelli dell'EtOH: tipologie delle materie prime, valore dei coprodotti, qualità.

In una logica europea, oltre al biodiesel ed al bioetanolo, l'attenzione delle maggiori compagnie petrolifere è rivolta al biobutanolo, che, rispetto all'etanolo, ha il vantaggio di una minore pressione di vapore ed una superiore tolleranza alla contaminazione con acqua nelle miscele con la benzina. Ciò ne facilita l'uso negli esistenti canali di rifornimento e distribuzione dei combustibili e ne consente la miscelazione a maggiori concentrazioni con la benzina stessa, senza necessità di modificare gli autoveicoli. Inoltre, il biobutanolo, rispetto all'etanolo, ha un contenuto energetico più vicino a quello della benzina (Adams, 2006; Industrial Biotechnology, 2006).

La seconda generazione che si sta prospettando considera la produzione d'etanolo da zuccheri derivati da biomasse cellulosiche (Baez, 2006) (Fig. 22). Il tutto, oltre che per ridurre i costi di produzione (da 0.32 a 0.16 US\$ L⁻¹), anche per fruire di maggiori quantità di biomasse utilizzabili. Alcuni studi indicano che la biomassa cellulosica a 42 US\$ t⁻¹ s.s. è competitiva addirittura rispetto al petrolio a 13 US\$ barile⁻¹ (Wyman, 2006). Va da se che si rendono necessari non tanto processi termochimici, quanto

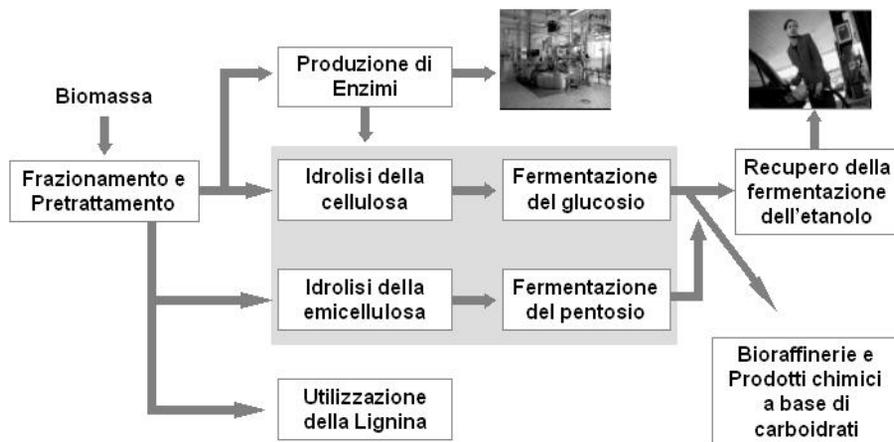


Figura 22. Produzione d'etanolo da zuccheri derivati da biomasse cellulosiche (Baez, 2006).

Figure 22. Ethanol production from cellulose-biomass derived sugars (Baez, 2006).

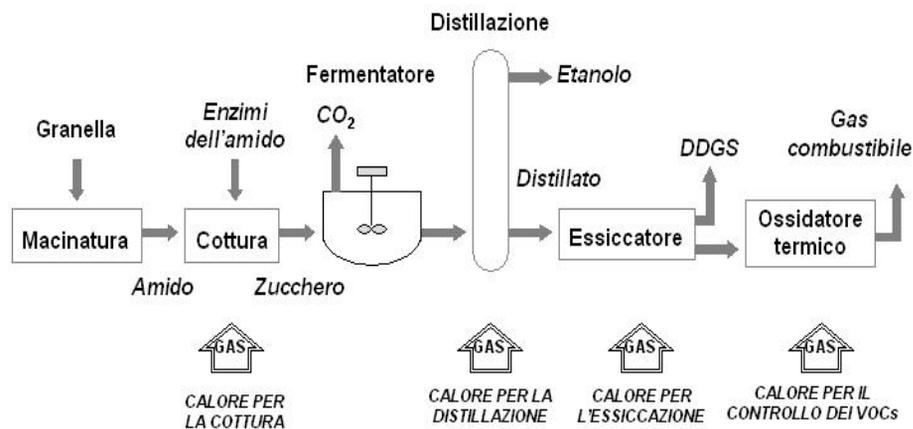


Figura 23. Fabbisogno di gas naturale in un impianto di bioetanolo (Brown, 2006).

Figure 23. Natural gas demand in an ethanol plant (Brown, 2006).

“biochimici calibrati” alle possibili materie prime, volti a valorizzare, anche nuove fonti di biomassa, quali alghe e altre tipologie di piante, oppure sottoprodotti dell’industria cartaria e del legno in genere (Liu et al., 2006; Ulrich, 2006). Comunque non tutti gli Autori concordano su una competitività così spinta dell’etanolo da cellulosa. Van Orsouw (2006) rileva in proposito che il costo indicato dal DOE USA è attualmente di 0,73 US\$ L⁻¹, che potrebbe ridursi a 0,64 con il solo miglioramento della logistica di raccolta della materia prima (per la quale viene stimato un prezzo d’acquisto di 53 US\$ t⁻¹), pervenendo a 0,28 US\$ L⁻¹ al termine degli avanzamenti tecnologici relativi al pre-trattamento (meccanico o termochimico) e a nuove generazioni di enzimi e processi microbiologici.

8. Le minacce

Cosa potrebbe modificare un quadro così roseo? Per strano che possa sembrare, un fattore a potenziale impatto negativo sullo sviluppo del settore bioetanolo è rappresentato dall’aumento del costo del gas naturale, che incide negativamente sia sul prezzo dei fertilizzanti azotati, indispensabili per produrre mais e biomasse diverse, sia sugli impieghi termici del processo produttivo. Al riguardo, i dati che si ritrovano in letteratura parlano di un fabbisogno energetico, rispettivamente, pari a 2 MJ L⁻¹ EtOH e 9,7 MJ L⁻¹ EtOH.

In merito al tema azoto, sono in corso numerosi studi volti a individuare fonti alternative di concimi azotati per meglio soddisfare i fabbisogni delle colture di queste filiere. Oltre

a valutare l’apporto al terreno dei pannelli proteici (linea biodiesel) e dei DDGS disoleati (linea bioetanolo), di recente è stata prospettata sperimentalmente la linea della pirolisi rapida dei residui colturali del mais per la produzione di bio-olio e carbone. Il primo, attraverso un processo di *steam-reforming*, sviluppa idrogeno destinato alla produzione di ammoniaca. Tale gas viene poi trattato con gli altri derivati della pirolisi (acqua, CO₂ e carbone) per produrre un carbone attivo ricco di bicarbonato ammonico, usato come fertilizzante (Iowa State Univ., 2006).

Per quanto attiene al processo bioetanolo, i fabbisogni energetici si hanno nel corso delle fasi di “cottura” (in cui si ha il passaggio da amido a zuccheri), distillazione, essiccazione dei DDGS e controllo dell’emissione dei VOC (Volatile Organic Compounds) (Fig. 23). Solo a livello d’impianto, le spese energetiche per l’uso di gas naturale incidono per 0,053 US\$ L⁻¹ di bioetanolo, mentre quelle di elettricità per 0,013 US\$ L⁻¹ (Haakenstad, 2006).

A questo punto, appare quindi legittimo domandarsi: i combustibili rinnovabili, ed in particolare il bioetanolo, sono effettivamente in grado di dar luogo ad un risparmio energetico reale? In proposito, Brown (2006) presenta le opinioni di vari gruppi di lavoro (Tab. 10).

Ne consegue, comunque, che è necessario approcciare il problema attraverso una riduzione degli impieghi di gas naturale nel corso del processo, in particolare attraverso (Brown, 2006): a) l’idrolisi dell’amido a temperature più basse, compreso il ricorso alla cosiddetta *cold hydrolysis* (Robertson et al., 2006); b) una essiccazione dei DDGS più efficiente; c) una ridu-

Tabella 10. Energia prodotta come bioetanolo in rapporto a quella impiegata da fonti non rinnovabili (Brown, 2006).

Table 10. Energy produced as bioethanol compared to its non renewable energy consumption (Brown, 2006).

Fonte	Rapporto tra energia	EtOH da granella	Benzina
Impiantista	Energia combustibile prodotto / energia materia prima + energia di processo	0,38	0,84
Ambientalisti	Energia combustibile prodotto / energia fossile impiegata	1,3*	0,81
Consigliere della Sicurezza Nazionale USA	Energia combustibile prodotto / energia da combustibili derivati dal petrolio	14	0,81

* Media di 14 differenti gruppi di ricerca. Range 0,44-2,1. Questo rapporto supera 5 sostituendo i combustibili fossili con fonti rinnovabili nel processo di produzione dell'etanolo (o di altri combustibili rinnovabili).

zione delle emissioni di composti organici volatili dagli essiccatori; d) la ricerca di alternative alla tradizionale fermentazione ad etanolo, per evitare la distillazione.

Inoltre, va perseguita la ricerca di combustibili alternativi al gas naturale (carbone, syngas da gassificazione delle biomasse o metano da digestione anaerobica). Negli USA il carbone è significativamente meno costoso del gas naturale (circa 3 US\$ GJ⁻¹, in base ad una resa energetica di 10.3 MJ L⁻¹ per il carbone e 9.5 MJ L⁻¹ per il gas naturale – Ulrich, 2006), mentre il costo delle biomasse si posiziona a livello intermedio (Smeek, 2006). Facendo specifico riferimento al complesso dei costi d'uso di queste tre fonti d'energia, le biomasse, comunque, risultano competitive, oltre che rinnovabili, in quanto, a fronte di un maggior costo all'origine rispetto al carbone, a parità di valore energetico, richiedono infrastrutture d'uso meno onerose e complesse, anche considerando la successiva gestione dei reflui.

Tralasciando l'uso del carbone (pressoché improponibile in Italia per le difficoltà di gestione dell'impatto ambientale, presunto o reale), le biomasse rappresentano quindi una credibile alternativa all'uso di energia fossile in particolare nell'ambito della produzione di bioetanolo (Shapouri et al., 2004) (Fig. 24).

L'alternativa è tra la combustione e la gassificazione. Il primo processo è già operativo in alcuni impianti USA, dove, accanto al legno prodotto nell'ambito di SRF (Short Rotation Forestry), vengono utilizzati in fornace, per ora sperimentalmente, residui colturali di mais (15.1 MJ kg⁻¹ e 6.8% di ceneri) e DDGS (19.5 MJ kg⁻¹ e 4.20% ceneri) o granella di mais (16.1 MJ kg⁻¹ e 1.13% di ceneri) (Tiffany e Eidman, 2005). In una prospettiva di sviluppo del concetto di bioraffineria di prodotti lignocellulosici, è possibile pensare alla termovalorizzazione della lignina residua, secondo quanto rappresentato dallo schema della figura 25 (Anderl, 2006).

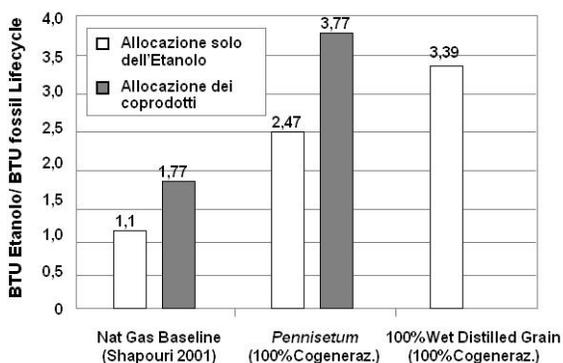


Figura 24. Impatto dell'energia da biomasse sul Net Renewable Energy Ratio (Smeenk, 2006).

Figure 24. Biomass energy impacts on Net Renewable Energy Ratio (Smeenk, 2006).

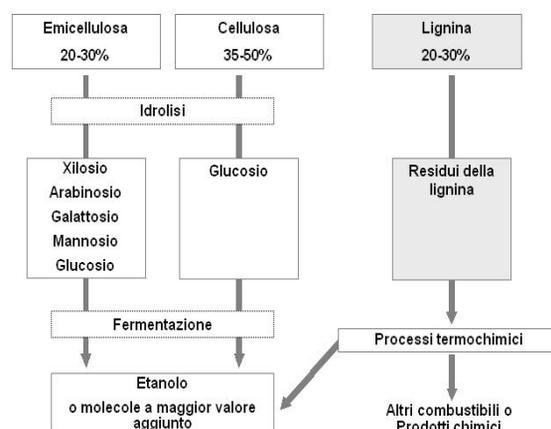


Figura 25. Bioraffineria della lignocellulosa (Anderl, 2006).

Figure 25. Lignocellulose biorefinery (Anderl, 2006).

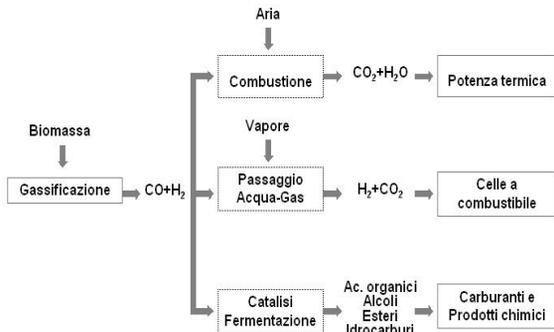


Figura 26. Perché la gassificazione? (Brown, 2006).

Figure 26. Why gassification? (Brown, 2006).

Per la gassificazione, sono in fase di realizzazione i primi impianti, sempre a partire dai materiali sopra ricordati.

Tra le motivazioni a favore di quest’ultimo processo va considerato che qualsiasi combustione di materie prime solide pone poi il problema della gestione delle ceneri sia pesanti che volatili.

La gassificazione è un processo di conversione attraverso reazioni d’ossidazione parziale ad elevata temperatura (800 °C). L’ossidazione può essere fatta con diversi agenti come l’aria, l’ossigeno o il vapor d’acqua ottenendo di conseguenza un gas, chiamato gasogeno o syngas, con caratteristiche diverse. Essa si differenzia essenzialmente dalla combustione diretta, per il minor rapporto aria/combustibile che impedisce la totale ossidazione del combustibile stesso.

Smeenck (2006) indica i due processi sotto indicati:

- combustibile + ridotta presenza di ossigeno (dall’aria) → producer gas + calore + char + tar;
 - combustibile + vapore + ossigeno (ossigeno arricchito) → syngas + calore + char + tar;
- dove per “char” si intende il residuo solido car-

bonioso del processo di pirolisi che può essere utilizzato come carburante o come carbone attivato e per “tar” una sostanza liquida (bio-olio) ricca di carbonio, costituito in gran parte da una miscela di idrocarburi contenenti ossigeno e da una piccolissima percentuale di cenere, zolfo e azoto. Tale sostanza ha un potere calorifico di circa 27 MJ kg⁻¹ e può essere utilizzata, direttamente, in miscela con altri oli combustibili o distillata per produrre biodiesel.

In tal modo, operando a temperature di 750-850 °C, si produce una miscela di gas infiammabili (monossido di carbonio, idrogeno e metano), nonché azoto, CO₂ e piccole quantità di idrocarburi a maggior peso molecolare, che in parte viene bruciata per far avanzare il processo di produzione del gas stesso.

Per contro, la combustione si articola sul processo: combustibile + ossigeno dell’aria → calore esausto e ceneri.

Rispetto alla combustione, il processo di gassificazione consente una maggiore flessibilità a livello di cicli energetici a valle (Fig. 26) e infatti, può dar luogo a potenza termica, celle a combustibile, combustibili e prodotti chimici diversi (Brown, 2006).

Il punto di forza della gassificazione, nell’ambito delle bioraffinerie, è che il syngas può sostituire l’impiego del gas naturale e da ciò consegue una riduzione dei costi energetici e quindi la produzione di etanolo ancor “più rinnovabile”.

Basti, al riguardo, l’esame dell’attuale situazione degli impianti operanti negli Stati Uniti (Smeenck, 2006). Il *life cycle* dell’etanolo prevede, in effetti, un consistente impiego di energia fossile, articolato sulle voci riportate nello schema della figura 27. Attualmente, a livello dei maggiori stati produttori di bioetanolo negli USA, il fabbisogno di gas naturale di questi impianti, come in precedenza accennato, incide in modo significativo sul consumo complessivo di

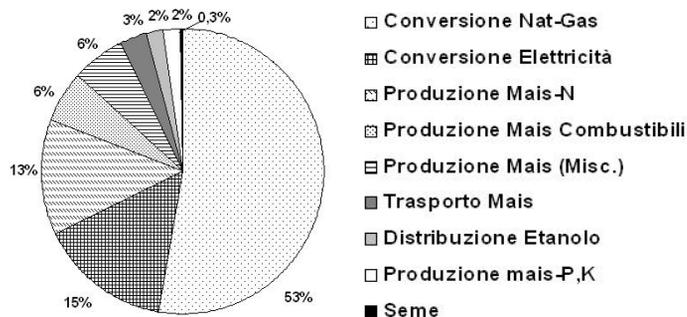


Figura 27. Impiego di energia nel *life cycle* dell’etanolo (Christensen, 2006).

Figure 27. Energy demand in ethanol life cycle (Christensen, 2006).

Tabella 11. Domanda di gas naturale da parte degli impianti di produzione di bioetanolo nei principali stati USA (Smeenk, 2006).

Table 11. Natural gas demand of bioethanol production plants in selected USA states (Smeenk, 2006).

Impianto Dry Grind (2005)		Consumo Gas naturale 2005				
Capacità	Bioetanolo	Mais: Fert. NH ₃	Tot. per produz.	Tot. impiegato	Produz.	
ML Gal anno ⁻¹	34700 Btu Gal ⁻¹ (BBI Survey)	7500 Btu Gal ⁻¹ (Shapouri)	bioetanolo	nello Stato	bioetanolo/Totale	
	x10 ⁶ SCF anno ⁻¹				%	
Iowa	1067	37025	8003	45027	232392	19
Nebraska	620	21509	4649	26158	114415	23
Minnesota	492	17055	3686	20741	345440	6
South Dakota	424	14727	3183	17910	36963	48
Indiana	95	3297	713	4009	520753	1

Impianto Dry Grind (Inc. expansion 2006)		Consumo Gas naturale 2005				
Capacità	Bioetanolo	Mais: Fert. NH ₃	Tot. per produz.	Tot. Previsto	Produz.	
ML Gal anno ⁻¹	32000 Btu Gal ⁻¹ (Expansion)	7500 Btu Gal ⁻¹ (Shapouri)	bioetanolo	nello Stato	bioetanolo/Totale	
	x10 ⁶ SCF anno ⁻¹				%	
Iowa	1387	47265	10403	57667	245032	24
Nebraska	1071	35941	8031	43972	132230	33
Minnesota	542	18655	4061	22716	347415	7
South Dakota	524	17927	3933	21860	40913	53
Indiana	385	12577	2888	15464	532208	3

SCF = Standard cubic feet.

questo tipo di energia fossile, anche facendo riferimento alle sole voci “consumi diretti di processo” e “fertilizzanti azotati (NH₃)” per la coltivazione del mais (gab. 11).

Ne consegue quindi che il processo di gassificazione può incrementare l'efficienza degli impianti per la produzione d'etanolo in quanto tra-

sforma i sottoprodotti in un'ulteriore fonte di combustibile, consentendo così una massima integrazione a livello dei rendimenti di energia. Tutto questo ha un importante significato soprattutto vista la tendenza verso lo sviluppo di cicli di produzione di bioetanolo da derivati cellulari (Brown, 2006) (Fig. 28).

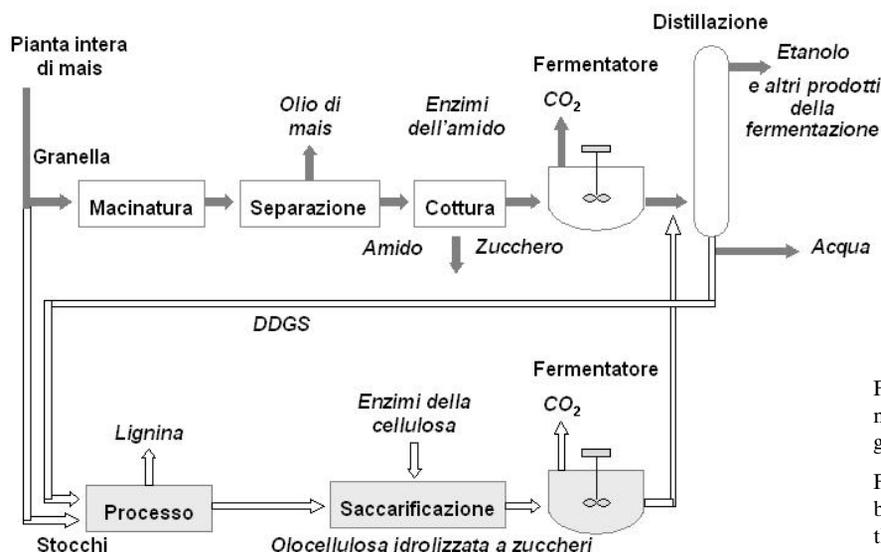


Figura 28. Bioraffineria del mais – Cosa fare con la lignina? (Brown, 2006).

Figure 28. Maize whole crop biorefinery – What to do with the lignin? (Brown, 2006).

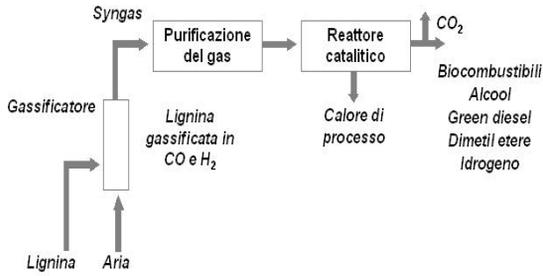


Figura 29. Ruolo della gassificazione in una bioraffineria (Gallezot, 2007).

Figure 29. Role of gassification in a biorefinery (Gallezot, 2007).

A fronte dei vantaggi sopra evidenziati, occorre però rilevare che la gestione delle biomasse comporta tutta una serie di costi operativi, stimati sull'ordine di 200.000 US\$ anno⁻¹ per un impianto da circa 200 ML L anno⁻¹, cui si aggiunge la necessità di disporre di almeno 4 unità di personale (Tiffany e Eidman, 2005).

Nell'ambito di una bioraffineria operante la produzione di bioetanolo da residui cellulósici (di mais, *Pennisetum* o altre piante ligno-cellulosiche), la lignina scartata può fin d'ora essere indirizzata alla produzione di syngas e quindi di energia di processo (Fig. 29), mentre, in una visione più "futuribile" si potrebbe proporre, dopo una fase di pulizia del gas, la fermentazione di CO e H₂ del syngas in alcoli, acidi carbossilici e poliesteri, per una successiva produzione di biocombustibili e biomateriali (Fig. 30).

In sintesi, la gassificazione delle biomasse offre i due seguenti fondamentali vantaggi: è neu-

tra sotto il profilo dei gas serra; è un'addizionale fonte rinnovabile nella produzione di biocombustibili.

9. Il concetto di bioraffinerie: confronto tra la linea mais e canna da zucchero

In riferimento alle due principali colture per la produzione di bioetanolo, mais e canna da zucchero, la prima generazione di bioraffinerie si articola come mostrato in figura 31.

Dall'esame comparato dei due schemi, emerge chiaramente come la canna da zucchero risulti, al momento, la migliore "materia prima" per la conversione in etanolo sia in termini di rendimento industriale che di costi di produzione (Reinach, 2006) (Fig. 32).

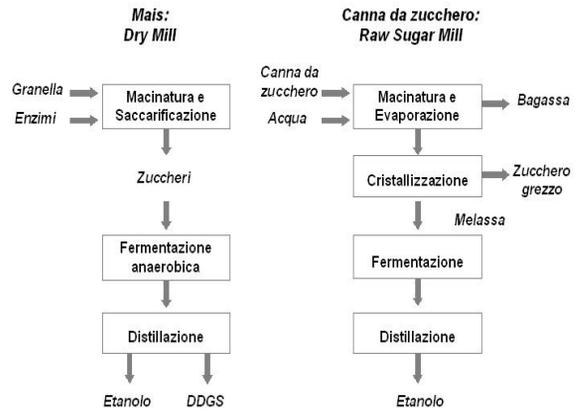


Figura 31. Bioraffinerie: confronto tra la linea mais e canna da zucchero (Hunt, 2006a).

Figure 31. Biorefinery: corn vs. sugarcane (Hunt, 2006b).

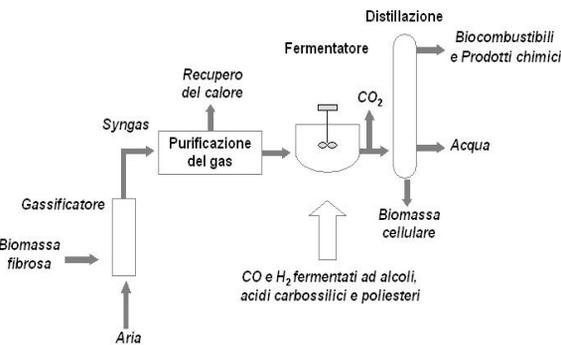


Figura 30. Ulteriore possibilità di bioprodotto: fermentazione del syngas (Gallezot, 2007).

Figure 30. Another option of bioproducts: syngas fermentation (Gallezot, 2007).

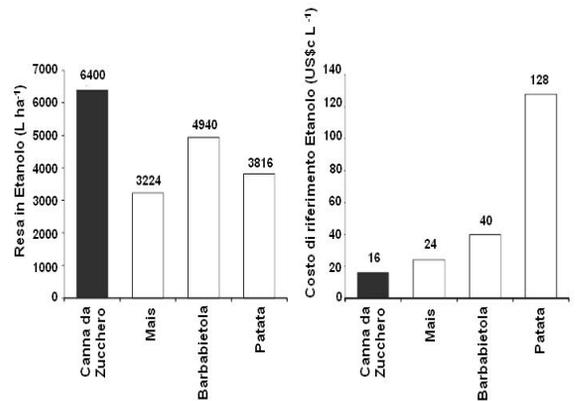


Figura 32. Resa in etanolo e costo di riferimento per varie colture (Reinach, 2006).

Figure 32. Ethanol yield and ethanol benchmarking cost for various crops (Reinach, 2006).

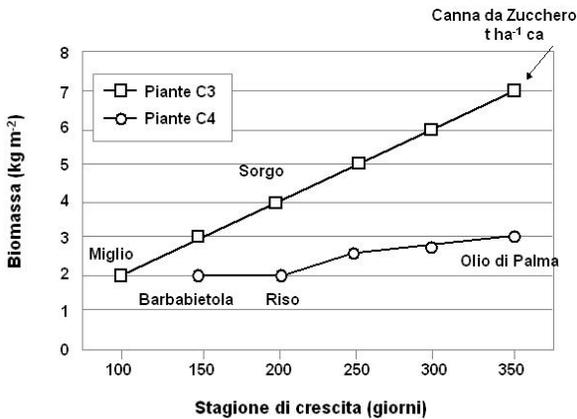


Figura 33. Biomassa prodotta da colture C3 e C4 (Botha, 2005).

Figure 33. Biomass production from C3 and C4 crops (Botha, 2005).

Nell'ambito del processo che si fonda sull'uso del mais, i prodotti risultanti sono due: l'etanolo e i DDGS. Nella linea mais risulta evidente l'importanza che lieviti ed enzimi assumono ai fini dell'efficienza dell'intero processo. Tale linea è sostenuta principalmente in Nord America, dove la superficie coltivata a questo cereale è circa 30 ML ha. Nel caso della canna da zucchero, il paese leader è il Brasile, con circa 6 ML di ha, con previsioni di crescita a 8,5 Mln ha entro il 2012.

Queste due colture, per la produzione di biomasse ai fini della conversione energetica, hanno il vantaggio di essere specie C4 (fig. 33).

A livello d'impiego del bioetanolo, mentre in Brasile la situazione negli anni risulta alquanto stabile, gli Stati Uniti hanno invece fatto segnare un consistente tasso di crescita, soprattutto negli ultimi 5 anni (fig. 34).

Relativamente ai coprodotti della filiera mais, per i DDGS si prevede, a partire dal 2012, un serio problema di collocazione sul mercato dell'alimentazione zootecnica, dato che la loro disponibilità supererà le 17 MD di tonnellate. Per contro, la canna da zucchero ha ottime prospettive, in quanto il prezzo mondiale dello zucchero grezzo, oltretutto, è in una fase di *trend* positivo (fig. 35).

A livello d'investimenti finanziari, necessari per l'operatività di una fabbrica di bioetanolo, la situazione della linea mais si può apprezzare dalla figura 36. Al riguardo, la linea canna da zucchero richiede, a parità di bioetanolo prodotto, investimenti sensibilmente inferiori.

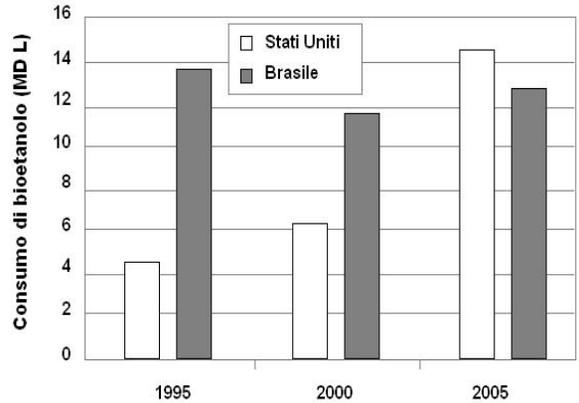


Figura 34. Impiego di bioetanolo negli Stati Uniti e in Brasile (Bohlmann, 2006b).

Figure 34. Bioethanol consumption in USA and Brazil (Bohlmann, 2006b).

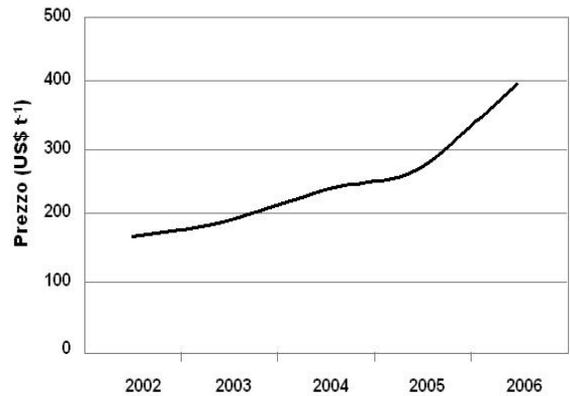


Figura 35. Prezzo di mercato dello zucchero grezzo (Bohlmann, 2006a).

Figure 35. Raw sugar world market price (Bohlmann, 2006a).

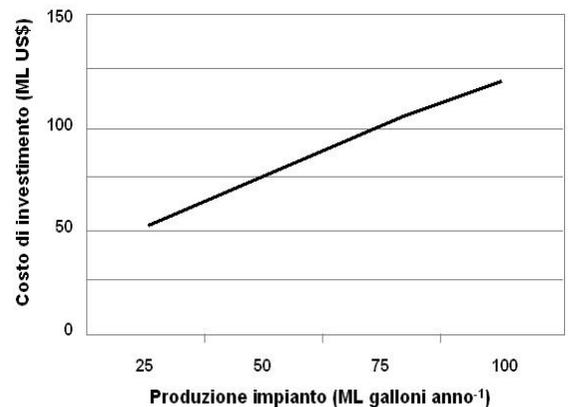


Figura 36. Investimento richiesto per un impianto di dry mill di mais (Bohlmann, 2006a).

Figure 36. Corn dry mill plant investment (Bohlmann, 2006a).

Tabella 12. Principali elementi tecnici per un impianto da 400 ML L anno⁻¹ di bioetanolo (Lurgi, 2006).Table 12. Major technical components of a 400 ML L y⁻¹ bioethanol plant (Lurgi, 2006).

Produzione		
Etanolo	42,3 L 100 kg ⁻¹ granella	1.071.630 L giorno ⁻¹
DDGS	32,6 kg 100 kg ⁻¹ granella	825.534 kg giorno ⁻¹
Consumo		
Mais	105.350 kg ora ⁻¹	2.528.400 kg giorno ⁻¹
Vapore di processo	1,88 kg L ⁻¹ etanolo	83.914 kg ora ⁻¹
Elettricità	0,17 kwh L ⁻¹ etanolo	
Gas naturale	8,4 MJ L ⁻¹ etanolo	
Acqua	3,82 L L ⁻¹ etanolo	

Sempre a proposito degli aspetti produttivi, uno dei principali operatori presenti sul mercato dell'impiantistica fornisce i seguenti elementi tecnici per un impianto da 400 ML L anno⁻¹ (Tab. 12).

A livello di materie prime, i consumi medi per la produzione di 1000 L di bioetanolo sono raccolti nella tabella 13. In proposito, merita di essere osservato il diverso consumo di acqua e vapore per unità di combustibile prodotta, che probabilmente risente delle differenti tecnologie di processo. La linea lignocellulosica, ancora sperimentale, richiede, invece, finanziamenti governativi a fondo perduto.

Per quanto riguarda il caso della filiera "canna da zucchero" è stata la Banca Brasiliana per lo Sviluppo che ha, storicamente, finanziato il settore. Al momento attuale, alla luce dei favorevoli prezzi dello zucchero, le fabbriche provvedono con autofinanziamento. Si pensa, comunque, al ricorso a investimenti esteri per l'ulteriore espansione del settore.

Lo sviluppo tecnologico, negli Stati Uniti, è oggi rivolto principalmente al processo bioetanolo da residui ligno-cellulosici (logistica dei residui e loro pre-trattamento). Ciò comporterà quindi un'estensione del concetto di bioraffineria (Fig. 37). La medesima tendenza si osserva nell'ambito della filiera della canna da zucchero, dove è particolare oggetto di studio l'integrazione della linea bioetanolo con quella biodiesel, come ad esempio avviene nell'impianto della Barracool Mill in Mato Grosso (Fig. 38).

Ciò che si sta prospettando è l'utilizzo della bagassa, il materiale ligno-cellulosico in polvere residuo dell'estrazione dello zucchero. Tale materiale, che costituisce circa il 30% della biomassa aerea della coltura (Fig. 39), ha il vantaggio di essere già stato raccolto e trasportato presso la fabbrica e non richiede pertanto costi aggiuntivi di logistica e trattamento. Attualmente viene termovalorizzato per produrre energia di processo e anche ai fini del suo smaltimento. L'attuale (2005) produzione di bagassa

Tabella 13. Consumi medi di materie prime per la produzione di 1000 L di bioetanolo e dei relativi DDGS pelletati (Vogelbusch, 2006).

Table 13. Mean consumption of raw materials to produce 1000 L of bioethanol and related DDGS pellets (Vogelbusch, 2006).

Tipologia di materia prima	Quantità consumata
Amido nella materia prima di partenza	1.520 kg
Acqua di processo	1,5 m ³
Elettricità	210 kwh
Vapore (10 bar)	3.500 kg
Acqua di raffreddamento	variabile
Soda caustica	4 kg
Acido solforico	1,5 kg
Cloruro di calcio	1 kg
Alfa-amilasi	0,7 L
Amiloglicosidasi	1,3 L

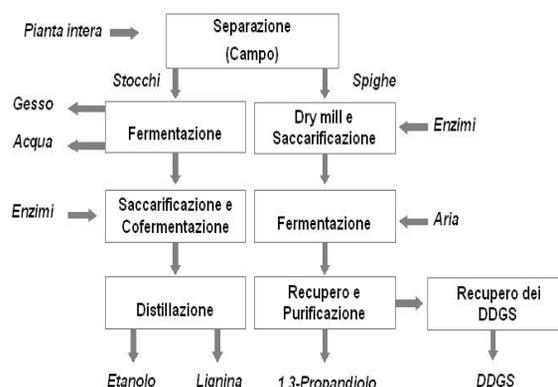


Figura 37. Bioraffineria "integrale" del mais (Bohlmann, 2006b).

Figure 37. Whole corn biorefinery (Bohlmann, 2006b).

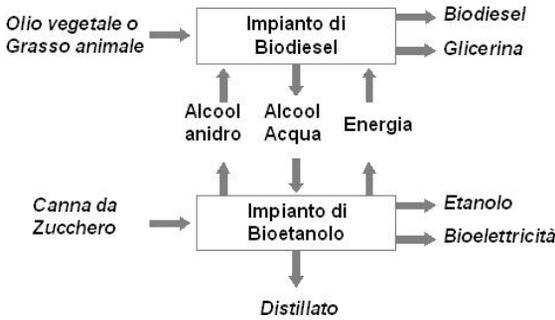


Figura 38. Processo integrato bioetanolo/biodiesel per la canna da zucchero (Bohlmann, 2006b).

Figure 38. Sugar cane integrated process bioethanol/biodiesel (Bohlmann, 2006b).

è pari a 122 ML t anno⁻¹ che potrebbero fornire 25 MD L di bioetanolo ed ulteriori 6,6 MD L se venisse raccolta una quota addizionale (30%) dei residui colturali che finora restano sul terreno (Reinach, 2006). Solo a scopo di confronto, la produzione brasiliana di bioetanolo nel 2005 è stata pari a 17 MD L, ottenuta dal 45% della superficie della coltura.

Nel caso della canna da zucchero, a partire dalla bagassa, dopo attacco con acido solforico e quindi l'idrolisi, c'è la fase di distillazione, seguita dalla separazione della lignina, mentre la restante porzione – dopo neutralizzazione con calcare – produce una fase liquida ricca di zuccheri purificati, la quale, opportunamente addizionata di nutritivi, va in fermentazione e quindi distillazione, dando luogo a due fondamentali prodotti: etanolo e pentosi (Bohlmann e César, 2006).

Lo sviluppo della filiera bioetanolo da bagassa di canna apre interessanti prospettive anche a livello di revisione della tipologia di linee coltivate. Il passaggio da varietà da zucchero a varietà da fibra comporta, infatti, il raddoppio della sostanza secca prodotta per ettaro e così pure dell'etanolo prodotto per unità di superficie, vale a dire 14.000 L ha⁻¹ con la canna convenzionale a circa 30.000 L ha⁻¹ con la canna da fibra (Reinach, 2006). Questo concetto è stato sviluppato più di recente (Ohara, 2007) con la messa a punto di varietà di canna da zucchero ottenute per ibridazione interspecifica (con *Erianthus* spp., *Sorghum* spp., *Miscanthus* spp. e *Saccharum spontaneum*), particolarmente idonee alla produzione di etanolo a partire dalle melasse e dalla bagassa. In tal caso si ottengono rese di sostanza secca pari a 38.4 t ha⁻¹ contro le 17.4 della canna da zucchero tradizionale ed una produzione di etanolo rispettivamente pari a 4.3 e 1.4 kL ha⁻¹. Il tutto nell'ambito di un processo autosufficiente in termini energetici.

In merito ai residui colturali potenzialmente utilizzabili nelle varie aree del mondo come biomassa ligno-cellulosica per la produzione di bioetanolo, l'Asia ha una posizione dominante soprattutto per la paglia di riso (circa 650 ML t anno⁻¹), l'Europa con la paglia di grano e il Nord America con i residui di mais (circa 150 ML t anno⁻¹), mentre il Sud America ha, complessivamente, circa 100 ML t anno⁻¹ tra bagassa e residui di riso e mais (Bohlmann, 2006b). Occorre però sottolineare che le previsioni di

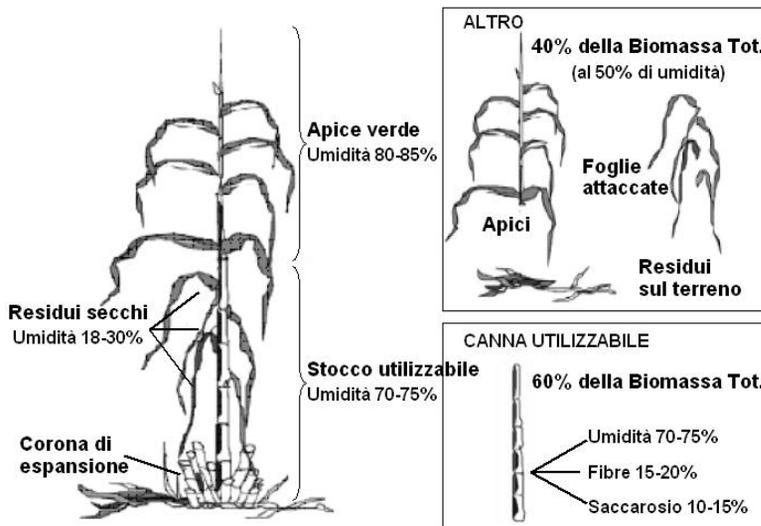


Figure 39. La canna da zucchero (Reinach, 2006).

Figure 39. The sugar cane (Reinach, 2006).

costo di impianti basati su materie prime, quali le paglie di cereali autunno-vernini, evidenziano – in base alle tecnologie attualmente disponibili – una completa mancanza di competitività rispetto al ciclo mais (*dry mill*): per trattare 2000 t giorno⁻¹ di paglia, con l’obiettivo di produrre circa 200 ML L anno⁻¹ di etanolo, il costo dell’impianto è circa il doppio di quello per un convenzionale *dry mill*.

10. Il settore delle bioenergie come scelta imprenditoriale

La catena del valore esprime i più significativi punti di un processo di filiera in cui si crea valore aggiunto e si hanno i maggiori rischi imprenditoriali o gestionali (Halpern-Lande, 2006) (Fig. 40). Al riguardo, il punto critico di principale interesse per il mondo agricolo è legato al prezzo che potranno avere le materie prime prodotte e alla possibilità di disporre di remunerativi contratti a lungo termine. In effetti, facendo riferimento ad un impianto di produzione di etanolo della capacità di circa 200 ML L anno⁻¹, a fronte di un costo complessivo del prodotto di circa 0.32 US\$ L⁻¹, l’incidenza della materia prima granella di mais costituisce il 54,17% (Lurgi, 2006).

Una posizione di centrale importanza è poi quella di chi investe nelle bioraffinerie. Questi si trova, infatti, ad operare in un settore in cui stanno già iniziando a determinarsi le prime tensioni sui prezzi internazionali di una serie di materie prime importanti per le filiere energetiche come, ad esempio, mais e manioca. Lo stesso problema già si presenta con le colture oleaginose destinate alla produzione di biodiesel (in particolare per la palma da olio).

A riguardo, sono allo studio vari modelli, volti a razionalizzare le combinazioni di materie prime potenzialmente utilizzabili, alla luce dei costi di produzione e del valore aggiunto che si ottiene dai vari coprodotti di filiera (Schroeders, 2006). In sintesi, in base ad un prezzo di riferimento del petrolio di 55 US\$ barile⁻¹ e di 0.46 US\$ L⁻¹ del diesel convenzionale, la materia prima olio dovrebbe costare intorno a 0.60 US\$ kg⁻¹, con un *breakeven point* di 0.64 US\$ kg⁻¹. A riguardo si consideri però che attualmente (18 giugno 2007) il prezzo internazionale dell’olio di palma rosso, per consegne ad ago-



Figura 40. La catena del valore nel settore delle bioenergie (Halpern-Lande, 2006).

Figure 40. Value chain in bioenergy sector (Halpern-Lande, 2006).

sto 2007, raggiunge 721.4 US\$ t⁻¹ (www.palmoil.com, 2007) stante la crescente domanda internazionale.

Sulle motivazioni relative alla scelta o meno d’investire nel settore delle bioraffinerie per combustibili, e su che cosa puntare, possono però incidere anche fattori esterni al sistema economico in senso lato, legati invece alle normative ed alle agevolazioni in atto nei vari paesi.

Ad esempio, l’attuale potenzialità produttiva italiana nel settore biodiesel è penalizzata dal contingentamento delle produzioni ammesse all’esenzione delle accise. Pertanto, i produttori nazionali sono in molti casi costretti ad esportare quanto da loro prodotto sul mercato interno dell’UE. Tutto ciò penalizza quindi gli impianti più piccoli o dislocati in aree distanti da porti, confini o raffinerie.

Anche se l’adeguamento dell’Italia alla normativa europea richiederà un consistente innalzamento del contingente in tempi non superiori ai prossimi cinque anni, è comunque allettante, per chi intende operare nel settore delle bioenergie, ricercare già nel breve periodo alternative economicamente più sostenibili.

I risultati degli studi sul *Life Cycle Assessment* del settore indicano che per ogni MJ speso nella filiera biodiesel, ad esempio di girasole, l’energia ricavata è pari a 1,84 MJ, mentre se l’olio vegetale viene direttamente impiegato per la produzione di energia elettrica si ottiene un risultato indubbiamente superiore, 2,23 MJ. Un

kg di olio fornisce infatti 4,4 kWh di elettricità.

Ecco quindi che l'alternativa è rappresentata dalla produzione di oli per spremitura a freddo, da colza o girasole, direttamente impiegati in impianti di cogenerazione di energia elettrica e termica. In tal caso, il coprodotto è rappresentato da un *pellet* che trova impiego per la combustione diretta in impianti domestici, un tipo di valorizzazione molto vantaggioso in termini economici.

Al riguardo, sono in corso di realizzazione in Italia i primi impianti di questo tipo, costituiti da un modulo "spremitura" e due moduli "cogenerazione", da 500 kWh ciascuno. Questi trattano 1800 t anno⁻¹ di olio per produrre 1 MWe e 1,3 MW di energia termica, positiva o negativa (caldo o freddo), nonché 2200 t anno⁻¹ di *pellets*. Tali impianti, di costruzione nazionale, risultano vantaggiosi in termini economici sia per l'investimento (entità e durata dell'ammortamento, inferiore a 5 anni) che per la gestione, che beneficia dei vantaggi legati alla possibilità di immettere in rete energia elettrica da qualsiasi punto della superficie nazionale, a fronte del pagamento di un prezzo trasparente e di certificati verdi.

11. Considerazioni conclusive

Il quadro delle energie rinnovabili, in base a quanto è dato vedere, è in rapida evoluzione e desta interesse sia a livello politico che della società civile, soprattutto perché capace di suscitare aspettative in ordine ai problemi di compatibilità ambientale ai fini del contenimento delle emissioni di gas serra e di *global warming*. Non appare, infatti, più che tanto realistico pensare di risolvere il problema della crescente domanda di energia solo con un approccio basato sulla valorizzazione delle biomasse. Infatti, se il petrolio ed il carbone non saranno più capaci, nel tempo, di fornire tutta l'energia richiesta dall'uomo, si ritiene indispensabile il ricorso a differenti tecnologie, anch'esse non scevre di problemi a livello di compatibilità ambientale, di messa a punto e di costi. Il chiaro riferimento è rivolto al nucleare, all'idrogeno e al fotovoltaico di nuova generazione (Lewis, 2007).

Per il settore delle bioenergie da biomassa bisogna però avere la consapevolezza che queste potranno comportare, a livello di tecnologie agricole, una diversa visione rispetto a quanto,

soprattutto nell'ultimo decennio, si è affermato nella ricerca di pratiche agronomiche sempre più contraddistinte da un'elevata compatibilità ambientale. Vale a dire un'agricoltura rispettosa dell'ambiente e volta all'igiene delle produzioni ed alla qualità delle derrate prodotte. Questi punti sono ormai consolidati, da non mettere più in discussione, fatto salvo che un'agricoltura *non food*, orientata alla produzione di biomasse da "ciclare" nell'ambito delle bioraffinerie, non potrà mai prescindere dall'entità delle produzioni convertibili in energia. In poche parole dovremmo riuscire a recuperare da queste coltivazioni i livelli massimi di produttività, sia in termini di biomassa complessiva che di componenti che interessano, poi, a livello di bioraffineria, sempre nel rispetto di rigorosi codici di buona pratica agricola. Al riguardo, a nostro avviso, non appare però realistico pensare ad un futuro che disconosca l'approccio biotecnologico per il progresso delle attività umane; in particolare per la messa a punto di piante sempre più rispondenti alle filiere di produzione dei biocombustibili e dei biomateriali, e gestibili con un minor apporto degli input che competono con i fabbisogni primari dell'uomo (acqua e energia), nonché di enzimi sempre più rispondenti ai processi di trasformazione a livello di bioraffinerie.

Ad esempio, per la canna da zucchero, le linee GM presentano un apparato radicale più potente ed un tenore ridotto di lignina, a favore di un maggior spessore dello xilema e della produzione di cellulosa. Il tutto si traduce in re-

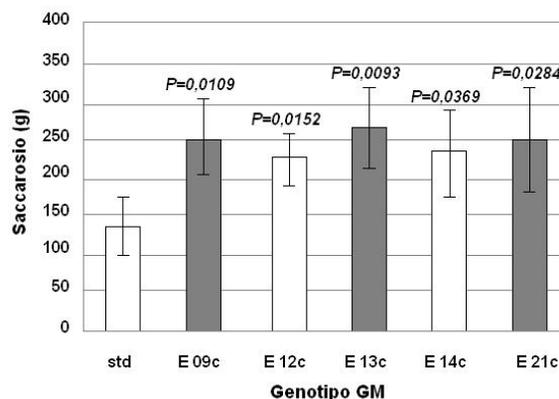


Figura 41. Resa in saccarosio di linee GM di canna da zucchero (Reinach, 2006).

Figure 41. Sugar yield in GM sugar beet lines (Reinach, 2006).

se in zucchero superiori del 10% (Fig. 41).

In riferimento alle biotecnologie, fermo restando il rispetto delle normative vigenti ed il criterio della prudenza che sempre deve essere mantenuto alto, siamo comunque convinti che, alla stregua di quanto avviene in altri paesi, sia necessario considerare “il tema” con occhio più attento a quelle che sono e saranno sempre più esigenze irrinunciabili per l'uomo. Ove fossimo nella condizione accertata che con la genetica convenzionale non è più possibile conseguire significativi incrementi di resa dalle colture da biomassa, o non fossimo in grado di migliorare le capacità adattative delle piante attualmente coltivate, in termini di resistenza agli stress (idrico, termico e nei riguardi della salinità) e di produzione di biomassa suscettibile di più facile e redditizia trasformazione in prodotti energetici nell'ambito della bioraffineria, siamo allora dell'idea che la nostra attuale posizione dovrà essere rivista. Il tutto, a maggior ragione, se, dall'agricoltura ci attendiamo, come obiettivo realistico, quello di fornire al mercato prodotti energetici in quantità di qualche significato pratico.

Siamo passati, nel tempo, da un'agricoltura di tipo produttivistico, volta a risolvere problemi pressanti di natura alimentare, ad un'agricoltura “sostenibile” e quindi molto più rispettosa dell'ambiente. Il futuro, anche prossimo, potrebbe far segnare un ritorno ad un'agricoltura in cui le biomasse prodotte dovranno giocare forza essere elevate, in quanto enorme è il fabbisogno dell'uomo in termini di energia e biomateriali che da queste potranno derivarne. E, se è vero che il petrolio, pur nella sua attuale “ampia” disponibilità, è pur sempre una grandezza limitata, anche la “terra” gestibile a questi fini è, comunque, limitata. Ne consegue, che al di fuori di prodigiosi processi scientifico-tecnologici, relativamente ad esempio, alle tecnologie dell'idrogeno, di combustibili liquidi quali benzina e diesel, nel mondo, ne avremo sempre più bisogno e la risorsa petrolio, quand'anche fosse sufficiente per un numero ancora elevato di anni a sostenere i nostri fabbisogni, farebbe segnare aumenti di prezzo sempre crescenti e tali da conferire alle biomasse un significato economico sempre più valido. Il tallone d'Achille delle biomasse è infatti quello di richiedere “energia” e tempi relativamente lunghi per la loro produzione, onerose logistiche rispetto al petrolio e per la loro valorizzazione, tecnologie

in un continuo divenire di sviluppo, nell'intento di trarre da esse il massimo dell'energia utilizzabile. Ne deriva quindi, paradossalmente, che la loro piena validità, come fonti di combustibili liquidi, si avrà solo con il barile di petrolio sempre più costoso.

12. Appendice

12.1 Forme di incentivazione: certificati verdi, certificati RECS e certificati bianchi

Con la riforma del sistema elettrico anche il meccanismo della promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili è stato profondamente modificato, con l'introduzione dell'obbligo per i produttori e gli importatori di energia elettrica (con quote superiori ai 100 GWh anno⁻¹) di immettere nella rete di trasmissione una certa quota di energia “verde”, cioè prodotta da Impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR).

In seguito alla direttiva comunitaria 96/92/CE, con il decreto legislativo 79 del 16-03-1999, l'Italia ha introdotto il regime dei certificati verdi, nonché altre agevolazioni per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Tra queste riveste un particolare interesse la garanzia della priorità d'acquisto e dell'acquisto a prezzo pieno dell'energia prodotta.

I certificati verdi (regolamentati dal decreto legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003 e decreto MAP 24/10/2005) sono dei titoli emessi dal GSE (Gestore dei servizi elettrici) ogni 50 MWh anno⁻¹ prodotti da impianti alimentati da fonte rinnovabile. Tali certificati hanno validità annuale, vengono emessi per 12 anni (in base al Dlgs 152/2006) e possono essere contrattati direttamente fra i proprietari degli impianti stessi e gli operatori interessati, oppure servendosi dell'apposito mercato creato dal Gestore del mercato elettrico (GME). Il loro valore attuale è pari a circa 125 € MWh⁻¹.

Ciò significa che un impianto in grado di produrre 1 MWh di energia elettrica per 7.500 h anno⁻¹, immettendo così in rete –al netto dell'autoconsumo– 6862 MWh anno⁻¹, dà un reddito indicativamente pari a 857.812 € anno⁻¹ in termini di certificati verdi e di 466.650 € anno⁻¹ come energia elettrica. Questi certificati sono determinanti, dunque, per la redditività del sistema.

Con la finanziaria 2007 è stato stabilito, inol-

tre, che per i certificati verdi di tipo "agricolo" non si applichi la soglia minima di 50.000 kW, in modo che tutta l'energia elettrica prodotta, anche per quantità inferiori a questo tetto, possa accedere a tale forma di incentivazione.

Nel 2005 i certificati verdi hanno fatto registrare un incremento del 47% rispetto all'anno precedente, arrivando a quota 88.200 (fonte GSE); la maggior parte sono stati assegnati al settore idroelettrico (38,44%), seguito dall'eolico (32,82%), dalla geotermia (12,72%), dalle biomasse (6,99%), dal biogas (5,70%), dai rifiuti (3,3%) e, infine, dal solare (0,02%).

Si evidenzia inoltre che a seguito della pubblicazione della legge finanziaria 2007 è stata esclusa la possibilità di qualificare e rilasciare certificati verdi ai rifiuti e ai combustibili da rifiuti. È stata fatta salva la possibilità di qualificare e rilasciare certificati verdi ai soli impianti già autorizzati per i quali sia stata avviata concretamente la realizzazione (cfr. legge del 27/12/06 n. 296 commi 1117 e 1120 lett. a).

Inoltre sempre la legge finanziaria 2007 ha escluso la possibilità di qualificare e rilasciare certificati verdi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, agli impianti alimentati a idrogeno ed a celle a combustibile (cfr. legge del 27/12/06 n. 296 comma 1120 lett. g).

Oltre al meccanismo dei certificati verdi è stato avviato il sistema RECS (*Renewable Energy Certificate System*), che prende spunto dalla direttiva europea n. 92 del 1996 con la quale vengono fissate le norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. Il sistema dei RECS si differenzia dal primo poiché la partecipazione è volontaria e la possibile remunerazione della vendita del certificato è dunque collegata a principi di *green pricing* e di sensibilità ambientale delle aziende. Inoltre ogni certificato fa riferimento ad una produzione annua di 1 MWh, includendo così anche le applicazioni di piccola taglia. L'obiettivo è di creare un mercato trasparente ed efficiente regolato su organismi e sistemi europei, da utilizzare come modello per la realizzazione di un commercio internazionale dei certificati verdi.

I certificati RECS sono distinti dall'erogazione fisica dell'elettricità e la loro emissione consente la commercializzazione dei certificati stessi anche separatamente dall'energia elettrica cui fanno riferimento. Mediante il loro consumo, l'acquirente finanzia l'energia elettrica

prodotta da fonti rinnovabili testimoniando, pertanto, il suo impegno a favore dell'ambiente. Rispetto alla normativa italiana relativa ai certificati verdi, i RECS risultano essere complementari in quanto rappresentano una forma alternativa di incentivazione per quegli impianti a fonte rinnovabile esclusi dal decreto ministeriale del novembre '99.

A questi sistemi di incentivazione se ne può aggiungere un altro che prevede l'emissione, da parte dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG), di "Titoli di efficienza energetica" (certificati bianchi) a fronte dei risparmi energetici conseguiti, verificati e certificati dall'Autorità stessa (sono stati emanati nel 2001 due decreti dell'allora Ministero dell'Industria di concerto con il Ministero dell'Ambiente - DM Ministero Industria 24/04/01). A differenza dei certificati verdi i titoli rappresentano quindi delle unità di energia primaria risparmiate, anziché prodotte. I decreti elencano una serie di tipologie di interventi e misure per il conseguimento del risparmio e dell'efficienza energetica, alcuni dei quali fanno riferimento diretto all'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili tra cui le biomasse.

12.2 Ulteriori elementi a favore degli impianti aziendali agricoli di produzione di bioenergia

In caso di impianti gestiti da aziende agricole o cooperative il reddito prodotto nell'ambito di filiere bioenergetiche "corte" è considerato reddito agrario.

Un ulteriore aspetto importante per la valutazione economica è dato dalla necessità di considerare oltre al valore dell'energia elettrica prodotta anche la possibile valorizzazione di quella termica dato che quest'ultima può costituire un'ulteriore fonte di reddito ed un plus per impianti collegati (teleriscaldamento/teleraffreddamento di serre, stabilimenti di filiere collegate, insediamenti urbani limitrofi agli impianti).

Bibliografia

- Adams J. 2006. BP & Biotechnology. Atti Conv. World Congress on Industrial biotechnology and bioprocessing, 11-14 luglio 2006, Toronto, Canada.
- Anderl G. 2006. Biomass to fuel. Atti Conv. World Con-

- gress on Industrial biotechnology and bioprocessing, 11-14 luglio 2006, Toronto, Canada.
- Baez M. 2006. New Microbial sources of highly efficient hydrolytic enzymes for cellulosic ethanol production. Atti Conv. World Congress on Industrial biotechnology and bioprocessing, 11-14 luglio 2006, Toronto, Canada.
- BioFuels Journal, 2006. U.S. Ethanol plant construction. BioFuels Journal, Fourth quarter Issue:78-79.
- Bohlmann G.M. 2006a. Process economic considerations for production of ethanol from biomass feedstocks. *Industrial Biotechnol.*, 2(1):14-20.
- Bohlmann G.M. 2006b. The biorefinery concept in Brazil and North America. Atti Conv. World Congress on Industrial biotechnology and bioprocessing, 11-14 luglio 2006, Toronto, Canada.
- Bohlmann G.M., César M.A. 2006. The Brazilian opportunity for biorefineries. *Industrial Biotechnol.*, 2(2):127-132.
- Botha C.E.J. 2005. Comparative structures of specialised monocotyledonous leaf blade plasmodesmata. In: K.J. Oparka (ed.), *Plasmodesmata*, 73-87. Blackwell Publication Ltd., Oxford.
- Brown R.C. 2006. Keeping the renewable in renewable fuels. Atti Conv. World Congress on Industrial biotechnology and bioprocessing, 11-14 luglio 2006, Toronto, Canada.
- Carrez D., Soetaert W. 2006. Industrial or white biotechnology. A driver sustainable growth in Europe. Working document from EuropaBio and ESAB for Industr. Biotechn. sect. of the European Techn. Platform for Sustain. Chemistry, 26.
- Christensen M.W., Abo M., Du W., Liu D. 2006. Enzymes in biodiesel production. Atti Conv. World Congress on Industrial biotechnology and bioprocessing, 11-14 luglio 2006, Toronto, Canada.
- Dien B.S., Bothast R.J., Iten L.B., Barrios L., Eckhoff S.R. 2002. Fate of Bt Protein and Influence of Corn Hybrid on Ethanol Production. *Cereal Chem.*, 79(4):582-585.
- DOE. 2006. Energy Information Administration. 2006 May 1. <http://www.eia.doe.gov/iea>
- Faraci G., Perego C., Holmgren J., Gosling C., Marinangeli R., Marker T. 2007. Il Processo Green Diesel di UOP/Eni. Eni Divisione Refining & Marketing – Centro Ricerche di Novara. <http://www.airi.it/innoday/ENI.pdf>
- Fediol, 2006. Production of main vegetable oils. <http://www.fediol.be/6/index2.php>
- Gallezot P. 2007. Process options for converting renewable feedstocks to bioproducts. *Green Chem.*, 9:295-302.
- Grooms L. 2006a. Exploring glycerine uses. *BioFuels Journal*, Second quarter Issue:12-16.
- Grooms L. 2006b. Ethanol's fuel cell potential. *BioFuels Journal*, Second quarter Issue:82-86.
- Haakenstad M. 2006. Get control of energy cost inputs in ethanol manufacturing. Atti Conv. 2006 Fuel Ethanol Workshop, 20-23 giugno 2006, Milwaukee, WI.
- Halpern-Lande A. 2006. Biorefineries: technology, risks and policy. Atti Conv. World Congress on Industrial biotechnology and bioprocessing, 11-14 luglio 2006, Toronto, Canada.
- Hunt S.C. 2006a. Biofuels for transportation. Report of Worldwatch Institute, Washington DC, USA.
- Hunt S.C. 2006b. Biofuels for transportation. Global potentials and implications for sustainable agriculture and energy in the 21st century. Atti Conv. 2006 Fuel Ethanol Workshop, 20-23 giugno 2006, Milwaukee, WI.
- ICIS Chemical Business 2006. Hungary joins bioethanol unit build. Vol. 1, Issue 13.
- Industrial Biotechnology, 2006. News. Noteworthy developments, biofuels & bioenergy. *Industrial Biotechnol.*, 2(2):75.
- Iowa State University, 2006. Office of biorenewables programs. *Techn. Bull.*, 36 pp.
- Jessen H. 2006. Making magic happen. *Biodiesel magazine*, June:64-68.
- Kolata K., Vercammen K. 2006. Industrial Co-digestion of sewage sludge and organic wastes. Atti Conv. World Congress on Industrial biotechnology and bioprocessing, 11-14 luglio 2006, Toronto, Canada.
- Layzell D., Page B. 2006. A sustainable bioeconomy. Atti Conv. World Congress on Industrial biotechnology and bioprocessing, 11-14 luglio 2006, Toronto, Canada.
- Lewis N.S. 2007. Powering the planet. Global Energy Perspective. Atti Conv. Eni's Satellite Meeting on Solar Energy and Artificial Photosynthesis, 17-19 luglio 2007, London, UK.
- Licht F.O. 2006. World Ethanol and Biofuels Report. Vol. 4, no. 17 (9 May 2006).
- Liu S., Amidon T.E., Francis R.C., Ramarao B.V., Lai Y.-Z., Scott G.M. 2006. From forest biomass to chemicals and energy. Biorefinery initiative in New York State. *Industrial Biotechnol.*, 2(2):113-120.
- Lurgi A.G. 2006. Bio-ethanol. Scheda tecnica.
- Madiedo R. 2006. Producing bioethanol in north-eastern France. Atti Conv. 2006 Fuel Ethanol Workshop, 20-23 giugno 2006, Milwaukee, WI.
- Magdzinski L. 2006. Fibers & Polymers From Lignocellulosic Sources. Atti Conv. World Congress on Industrial biotechnology and bioprocessing, 11-14 luglio 2006, Toronto, Canada.
- Miele S., Vincenti E., Bargiacchi E. 2007. New Life for expired food products with anaerobic digestion. Atti Conv. BIO International Convention: NewIdeas. Bold Ventures. Global Benefits, 6-9 maggio 2007, Boston, MA.
- NCGA (Natl. Corn Growers Association), 2006. Ethanol economics. <http://www.ncga.com>

- Nipp T. 2006. The Sun Grant initiative. A new integrative role for science and education. *Industrial Biotechnol.*, 2(2):121-126.
- Ohara S. 2007. Ethanol production from high-yield sugarcane in Japan. *Atti Conv. BIO International Convention: NewIdeas. Bold Ventures. Global Benefits*, 6-9 maggio 2007, Boston, MA.
- Omni Tech Intl. 2005. A survey of recent chemical price trends. The potential impact of rising petrochemical prices on soy use for industrial applications. *United Soybean Board*, 40 pp.
- Peterson C., Möller G. 2005. Biodegradability, biological and chemical oxygen demand, and toxicity of biodiesel fuels. In: Knothe G., Van Gerpen J., Krahl J. (eds.): *The Biodiesel Handbook*. ISBN: 1-893997-79-0. The American Oil Chemists' Society, Champaign, IL, USA.
- Ragauskas A.J. 2006. The path forward for biofuels and biomaterials. *Science*, 311:484-489.
- Ragauskas A.J., Nagy M., Ho Kim D., Eckert C.A., Hallett J.P., Liotta C.L. 2006. From wood to fuels. Integrating biofuels and pulp production. *Industrial Biotechnol.*, 2(1):55-65.
- Reinach F. 2006. The potential of sugarcane bagasse for ethanol production. *Atti Conv. Pacific Rim Summit on Industrial Biotechnol. and Bioenergy*, 11-13 gennaio 2006 Honolulu, Hawaii.
- Robertson G.H., Wong D.W.S., Lee C.C., Wagschal K., Smith M.R., Orts W.J. 2006. Native or raw starch digestion: a key step in energy efficient biorefining of grain. *J. Agric. Food Chem.*, 54:353-365.
- Schroeder C. 2006. Feedstock price responses: limits to growth in biodiesel production. *Atti Conv. World Congress on Industrial biotechnology and bioprocessing*, 11-14 luglio 2006, Toronto, Canada.
- Shapouri H., Duffield J.A., Wang M. 2004. *The 2001 Net Energy Balance of Corn Ethanol*. Washington, D.C.: USDA Office of the Chief Economist.
- Smeenck J. 2006. Fueling a grain ethanol plant with gasified biomass. *Atti Conv. World Congress on Industrial biotechnology and bioprocessing*, 11-14 luglio 2006, Toronto, Canada.
- Solvay, 2006. *Epicerol™*. Solvay takes biofuel route. *Solvay live*, aprile 2006:12, http://www.solvaylive.com/static/wma/pdf/7/4/2/4/SL248_Panorama_EN.pdf
- Syngenta, 2006. *Ethanol*. Syngenta Seed, Inc., Technical Bulletin.
- Tiffany D.G., Eidman V.R. 2005. U. S. Dry-grind ethanol production: Economic competitiveness in the Face of emerging technologies. *Univ. of Minn. 9th Joint Conference on Food, Agriculture and the Environment*, May 2005.
- Trenkle A. 2006. DGS, it's what's for dinner. *BioFuels J.*, Second quarter Issue:30-31.
- Trettenero A. 2006. Promoting biofuels in Italy. *Atti Conv. 2006 Fuel Ethanol Workshop*, 20-23 giugno 2006, Milwaukee, WI.
- Ulrich K.E. 2006. ICM's response to alternate energy sourcing for the fuel ethanol plant. *Atti Conv. World Congress on Industrial biotechnology and bioprocessing*, 11-14 luglio 2006, Toronto, Canada.
- University of Minnesota. 2006. U.S. DDGS – Nutrient profiles, <http://www.ddgs.umn.edu/profiles.htm>
- Van Orsouw L. 2006. Enzymes for cellulosic ethanol. *Atti Conv. World Congress on Industrial biotechnology and bioprocessing*, 11-14 luglio 2006, Toronto, Canada.
- Vogelbusch, 2006. *Alcohol technology*. Technical Bulletin.
- Warpy T., Petersen G. 2005. Top value added chemicals from biomass. Vol. 1: Results of screening for potential candidates from sugars and synthesis gas. *Pacific Northwest Ntl. Lab (PNNL), Ntl Renewable Energy Lab (NREL), Office of Biomass Program (EERE)*. <http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35523.pdf>
- Weigel C. 2006. Bio energy production from wet crops and organic waste – From waste to gas in Europe. *Atti Conv. World Congress on Industrial biotechnology and bioprocessing*, 11-14 luglio 2006, Toronto, Canada.
- Wu M., Wu Y., Wang M. 2006. Energy and emission benefits of alternative transportation liquid fuels derived from switchgrass: a fuel life cycle assessment. *Biotechnology Progress*, 22:1012-1024.
- Wyman C.E. 2006. Issues in enzymatic hydrolysis of lignocellulosic biomass. *Atti Conv. World Congress on Industrial biotechnology and bioprocessing*, 11-14 luglio 2006, Toronto, Canada.